



TUGAS AKHIR - RF141501

**ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN CADANGAN
LAPANGAN “KAPRASIDA” FORMASI BATURAJA CEKUNGAN
SUMATERA SELATAN**

MUHAMMAD IQBAL MAULANA
NRP. 3712100014

Dosen Pembimbing

Anik Hilyah, S.Si, MT

NIP. 19790813 200812 2002

Dr. Widya Utama, DEA

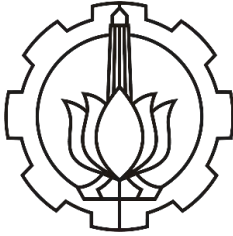
NIP. 19611024 198803 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA

Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2016



FINAL PROJECT- RF141501

**PETROPHYSICAL ANALYSIS AND RESERVE ESTIMATION
“KAPRASIDA” FIELD BATURAJA FORMATION SOUTH
SUMATERA BASIN**

MUHAMMAD IQBAL MAULANA
NRP. 3712100014

Final Project Advisor

Anik Hilyah, S.Si, MT

NIP. 19790813 200812 2002

Dr. Widya Utama, DEA

NIP. 19611024 198803 1001

GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT

Faculty of Civil Engineering and Planning

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2016

**ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN CADANGAN
LAPANGAN “KAPRASIDA” FORMASI BATURAJA
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan Untuk Memperoleh
Gelar Sarjana Teknik

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Mengetahui

Dosen Pembimbing I,

Dosen Pembimbing II

Anik Hilyah, S.Si, MT

Dr. Widya Utama, DEA

NIP. 19790813 200812 2002

NIP.19611024 198803 1001



Mengetahui:

Kepala Laboratorium
Wien Lestari, ST. MT

NIP 19811002 201212 2003

**ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN CADANGAN LAPANGAN
“KAPRASIDA” FORMASI BATURAJA CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa : M. Iqbal Maulana
NRP : 3712100014
Jurusan : Teknik Geofisika FTSP-ITS
Dosen Pembimbing : Anik Hilyah, S.Si, MT
: Dr. Widya Utama, DEA

Abstrak

Analisis petrofisika dilakukan untuk evaluasi parameter petrofisika pada Formasi Baturaja. Identifikasi porositas, kandungan serpih, saturasi air dan permeabilitas dilakukan pada empat sumur. Estimasi kandungan serpih dilakukan dengan menggunakan log Gamma ray, estimasi porositas efektif dilakukan dengan menggunakan gabungan log densitas dan log neutron, Saturasi air dihitung dengan menggunakan persamaan Indonesia, dan permeabilitas dihitung dengan menggunakan persamaan Timur. Rata-rata nilai kandungan serpih tiap sumur adalah 18,2 %, 12,55 %, 20 %, dan 40 %. Nilai rata-rata nilai porositas pada tiap sumur adalah 16,4 %, 14,6 %, 15,3 %, 12,7 %. Rata-rata nilai saturasi air pada tiap sumur adalah 40 %, 62 %, 67 %, dan 64 %. Rata-rata nilai permeabilitas pada tiap sumur adalah 34,65 mD, 61,15 mD, 157,3 mD. Selanjutnya dilakukan lumping dengan menggunakan nilai penggal (cutoff) sebagai berikut $V_{Shale} \leq 0,7$, $PHIE \geq 8 \%$, $SW \leq 70 \%$, $Permeabilitas \geq 1 \text{ mD}$. Cadangan gas alam pada 2 kompartemen reefal diestimasi. Batas atas Volume untuk perhitungan cadangan adalah Peta Top Surface formasi Baturaja. Sedangkan batas bawahnya adalah data kedalaman Gas Water Contact (GWC). Data kedalaman GWC merupakan data perusahaan yang didapatkan dari pressure test dan uji kandung lapisan. Kompartemen utara dilewati oleh sumur MI-1, sedangkan kompartemen selatan dilewati oleh sumur MI-2, MI-3, dan MI-6. Perhitungan cadangan pada kompartemen utara menggunakan parameter petrofisika hasil analisis pada sumur MI-1. Hasil perhitungan cadangan pada kompartemen Utara adalah sebesar 5 BSCF dan kompartemen Selatan sebesar 6 BSCF.

Kata kunci: Analisis Petrofisika, Formasi Baturaja, Perhitungan Cadangan

**PETROPHYSICAL ANALYSIS AND RESERVE ESTIMATION “KAPRASIDA” FIELD
BATURAJA FORMATION SOUTH SUMATERA BASIN**

Student Name : M. Iqbal Maulana
Student ID Number : 3712100014
Departement : Geophysical Engineering FTSP-ITS
Final Thesis Advisor : Anik Hilyah, S.Si, MT
: Dr. Widya Utama, DEA

Abstract

This petrophysical analysis is carried out to evaluate petrophysical parametres of the Baturaja Formation. Porosity, shale volume, water saturation, and permeability were identified from well logs in four wells. Shale volume estimation is done using Gamma ray log, porosity estimation is done using density log and neutron log. Water saturation is estimated using Indonesian method. Permeability is estimated using Timur Equation. The average of shale volume in four wells are 18,2 %, 12,55 %, 20 %, dan 40 %. The average porosity in each wells are 16,4 %, 14,6 %, 15,3 %, 12,7 %. The average water saturation in each wells are 40 %, 62 %, 67 %, 64 %. The average permeability in each wells are 34,65 mD, 61,15 mD, 157,3 mD, 16,32 mD. After that, lumping is done using cutoff values. The cutoff values are $V_{Shale} \leq 0,7$, $PHIE \geq 8 \%$, $SW \leq 70 \%$, $Permeability \geq 1 \text{ mD}$. Reserve gas in two reefal compartment is estimated. The Volume top boundary is Top Surface Baturaja Formation Map in Grid 3D. And the bottom boundary is the depth data of Gas Water Contact (GWC). GWC depth data is a decision from the company. GWC is estimated by pressure test and drill stem test. North reefal compartment is passed by well MI-1, and south reefal compartment is passed by well MI-2, MI-3, and MI-6. The result of reserve estimation in North compartment is 5 BSCF and South compartment is 6 BSCF.

Keyword : *Petrophysical analysis, Baturaja formation, Reserve estimation*

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	vi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Waktu & Lokasi Penelitian	3
1.5 Batasan Penelitian	5
1.6 Manfaat Penelitian	5
BAB II Tinjauan Pustaka	21
2.1 Analisis Petrofisika	21
2.1.1 Porositas	21
2.1.2 Permeabilitas	22
2.1.3 Resistivitas air	24

2.1.4 Saturasi air	25
2.1.5 Kandungan serpih	26
2.1.6 Analisis <i>Mud log</i>	27
2.1.7 Analisis Batuan Inti (<i>Core</i>)	28
2.2 <i>Wireline Log</i>	29
2.2.1 Log Listrik	30
2.2.2 Log Radioaktif	33
2.2.3 Log <i>Sonic</i>	38
2.3 Kombinasi Log Densitas (RHOB) dan Log Neutron	40
2.4 Metode Volumetrik Perhitungan Cadangan	41
 BAB III METODOLOGI PENELITIAN	 42
3.1 Tahap Penelitian	42
3.2 Tahap Persiapan	42
3.3 Analisis Mudlog & Core	46
3.4 Analisis Petrofisika	46
3.5 Pembungkalan	53
3.6 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	53
3.7 Interpretasi Data	55
3.8 Diagram Alir Penelitian	55
 BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	

	48
4.1 Analisis Petrofisika	57
4.1.1 Perhitungan Kandungan Serpih	57
4.1.2 Perhitungan Porositas	58
4.1.3 Perhitungan Resistivitas Air	59
4.1.4 Perhitungan Saturasi Air	59
4.1.5 Perhitungan Permeabilitas	61
4.2 Pembungkalan (<i>Lumping</i>)	61
4.3 Perhitungan Cadangan Gas Alam	62
 BAB V PENUTUP	 64
5.1 KESIMPULAN	64
5.2 SARAN	65
DAFTAR PUSTAKA	73

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lokasi Daerah Penelitian	3
Gambar 1.2	<i>Base Map</i> Sumur Penelian	4
Gambar 2.1	Contoh bentuk <i>mud log</i>	11
Gambar 2.2	Penampang formasi pada suatu bor	13
Gambar 2.3	Respon log resistivitas	14
Gambar 2.4	Respon Log Gamma Ray terhadap batuan	16
Gambar 2.5	Respon log densitas terhadap batuan	17
Gambar 2.6	Respon Log Neutron	18
Gambar 2.7	Log penentu jenis litologi	19
Gambar 3.1	Contoh data <i>Wireline Log</i>	27
Gambar 3.2	Contoh data <i>mudlog</i>	28
Gambar 3.3	Contoh data <i>core</i>	28
Gambar 3.4	Contoh data <i>header log</i>	30
Gambar 3.5	Hasil log setelah dilakukan tahap Pre-Calc	31
Gambar 3.6	Hasil log	32
Gambar 3.7	<i>Crossplot</i> PHIE dan RT pada sumur MI-1	33
Gambar 3.8	Peta <i>Surface</i> Kompartemen Selatan	35
Gambar 3.9	Peta <i>surface</i> kompartmen Utara	36
Gambar 3.10	<i>Base Map</i> sumur dan <i>Top Surface</i>	36
Gambar 3.11	Diagram Alir Penelitian	38
Gambar 3.12	Tampilah Porositas Total dan Porositas Efektif 4	39
Gambar 3.13	Tampilan Saturasi air efektif (SWE) 4 sumur	41
Gambar 4.1	Tampilan Permeabilitas 4 sumur	42
Gambar 4.2	Tampilan <i>Wireline log</i> dan <i>Mud log</i> sumur MI-1	47

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Tabel Ketersediaan data sumur	26
Tabel 3.2	Data rata-rata kandungan serpih	39
Tabel 3.3	Data rata-rata nilai porositas efektif	40
Tabel 3.4	Data rata-rata nilai resistivitas air tiap sumur	40
Tabel 3.5	Data rata-rata nilai saturasi air tiap sumur	41
Tabel 3.6	Data rata-rata nilai permeabilitas tiap sumur	42
Tabel 3.7	Hasil Pembungkalan sumur MI-1	43
Tabel 3.8	Hasil Pembungkalan sumur MI-2	44
Tabel 3.9	Hasil Pembungkalan sumur MI-3	44
Tabel 3.10	Hasil Pembungkalan sumur MI-6	45
Tabel 3.11	Hasil Perhitungan Cadangan	46

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam penentuan kandungan hidrokarbon, diperlukan beberapa rangkaian penelitian berupa survei geofisika dan survei geologi. Kedua survei tersebut mampu memberikan dugaan mengenai potensi hidrokarbon di dalam perut bumi. Dugaan mengenai potensi hidrokarbon dapat diperkuat dengan melakukan penggalian lubang sumur dan melakukan serangkaian pengukuran di dalam sumur (*logging*) dan evaluasi data hasil rekaman untuk memastikan ada tidaknya kandungan hidrokarbon di bawah tanah.

Peran dari metode *logging* sangatlah penting karena memberikan gambaran detail mengenai sifat fisis dari batuan sekitar lubang pengeboran. Dengan melakukan analisis petrofisika menggunakan data log akan diketahui ketebalan tiap lapisan batuan atau memberikan informasi secara vertikal. Data luar seperti data *core* (sampel batuan inti dari sumur bor) atau data dari lumpur yang digunakan untuk pengeboran (*mudlog*) juga dibutuhkan untuk memperkuat analisis. Dengan adanya analisis petrofisika, maka deskripsi mengenai batuan reservoir yang mengandung hidrokarbon serta perhitungan cadangan hidrokarbon yang terkandung di dalamnya akan lebih mudah dilakukan.

Analisis petrofisika sangat berguna untuk karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir pada analisis petrofisika dilakukan dengan mempelajari litologi, porositas, saturasi air, dan permeabilitas lapisan batuan di bawah permukaan. Penentuan litologi melalui identifikasi log gamma ray bertujuan untuk membedakan lapisan permeabel atau bukan. Log densitas dan log neutron dapat digunakan untuk menghitung porositas lapisan batuan, dan log resistivitas digunakan untuk mencari saturasi air lapisan batuan. Dengan menganalisis keempat parameter tersebut kita dapat menentukan daerah reservoir pada suatu formasi. Hasil akhirnya adalah pendeskripsian zona reservoir berdasarkan zona *gross reservoir* dan *net reservoir* dalam suatu formasi.

Dengan melakukan analisis petrofisika pada formasi geologi dapat diketahui struktur bawah permukaan serta zona potensi hidrokarbon dari lapangan produksi. Namun dalam pengembangan sebuah lapangan, perlu juga diketahui seberapa besar cadangan hidrokarbon yang dapat diperoleh dari lapangan tersebut. Estimasi cadangan awal hidrokarbon merupakan salah satu faktor penting dalam pengembangan serta perencanaan produksi minyak dan gas bumi dari suatu reservoir. Dari perkiraan cadangan awal hidrokarbon tersebut, dapat diperkirakan pula seberapa komersial lapangan tersebut untuk diproduksi.

1.2 Rumusan Masalah

Masalah yang akan dibahas pada penelitian ini yaitu:

1. Bagaimana karakteristik reservoir dari segi petrofisika pada sumur MI-1, MI-2, MI-3, dan MI-6?
2. Adakah zona yang mengindikasikan keterdapatan hidrokarbon pada keempat sumur tersebut? Apa jenis hidrokarbon yang terkandung?
3. Seberapa besar zona *net pay reservoir* pada keempat sumur tersebut?
4. Bagaimana korelasi antara analisis parameter petrofisika, analisis batuan inti, dan analisis *mud log* dalam menentukan zona hidrokarbon pada keempat sumur?
5. Bagaimana cara menghitung cadangan hidrokarbon di formasi Baturaja berdasarkan perhitungan parameter petrofisika?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai pada penelitian ini yaitu:

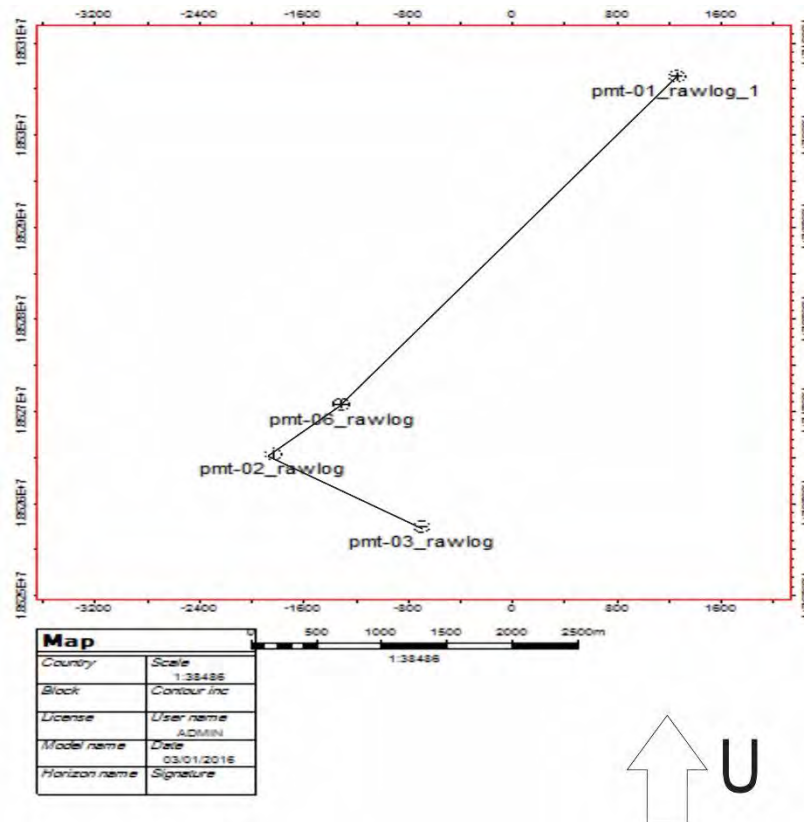
1. Melakukan analisis petrofisika untuk menentukan volume serpih, porositas, saturasi air, dan permeabilitas untuk karakterisasi reservoir.
2. Menghasilkan data pembungkalan (*lumping*) yang berupa data ketebalan *gross reservoir* dan ketebalan *net reservoir* berdasarkan hasil analisis petrofisika dan penentuan nilai penggal (*cutoff*).
3. Menghitung cadangan hidrokarbon pada Formasi Baturaja.

1.4 Waktu & Lokasi Penelitian

Waktu yang digunakan dalam melakukan penelitian ini adalah sekitar lima bulan terhitung mulai dari bulan Januari 2015 sampai Mei 2016. Pengambilan dan pengolahan data, serta interpretasi dilakukan di kantor fungsi Geologi PT. Pertamina Upstream Center (Pertamina UTC). Pembuatan laporan dilakukan di Kampus Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Daerah penelitian yang menjadi fokus studi yaitu pada Lapangan “Kapasida”, Formasi Baturaja, Cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 1.1 Lokasi Daerah Penelitian



Gambar 1.2 Base Map Sumur Penelitian

1.5 Batasan Penelitian

Pada penelitian ini, penulis membatasi pokok bahasan pada perhitungan analisis petrofisika, perhitungan ketebalan *gross reservoir* dan *net reservoir*, serta perhitungan cadangan hidrokarbon. Analisis petrofisika yang dilakukan meliputi perhitungan volum serpih, porositas, dan saturasi air. Data yang digunakan dalam analisis petrofisika antara lain data *wireline log*, *mud log*, *core*, dan *final well report*.

Dalam perhitungan cadangan hidrokarbon penulis membagi wilayah menjadi 2 kompartemen, yaitu kompartemen Utara dan Selatan. Wilayah kompartemen utara dilewati oleh sumur MI-1 sedangkan wilayah kompartemen selatan dilewati oleh sumur MI-2, MI-3, dan MI-6.

1.6 Manfaat Penelitian

Dengan adanya penelitian ini, penulis mengharapkan adanya gambaran dan pemahaman oleh pembaca mengenai analisis petrofisika. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan informasi mengenai proses identifikasi formasi potensial hidrokarbon secara akurat. Selain itu, dengan adanya penelitian ini, penulis mengharapkan agar dapat memberikan gambaran mengenai proses perhitungan cadangan hidrokarbon dengan memanfaatkan hasil analisis petrofisika. Bagi perusahaan, penulis mengharapkan penelitian ini dapat menjadi acuan dalam menentukan daerah pengembangan smur.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisik merupakan salah satu proses yang penting dalam usaha untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Analisa petrofisika diawali oleh perolehan data bawah permukaan melalui proses well logging pada lubang pengeboran. Proses tersebut menggunakan alat dari berbagai jenis, antara lain alat log radioaktif, alat log listrik, dan alat log akustik, serta yang telah dimodifikasi hingga menghasilkan image batuan. Melalui analisis petrofisika dapat diketahui zona reservoir, jenis litologi, identifikasi prospek hidrokarbon, porositas, volume shale dan saturasi air. Untuk melakukan analisa petrofisika diperlukan beberapa parameter penting batuan dalam suatu formasi, antara lain:

2.1.1 Porositas

Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh padatan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Berdasarkan sifat batuan reservoir maka porositas dibagi menjadi dua yaitu porositas efektif dan porositas absolut. Porositas efektif yaitu perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Porositas absolut adalah perbandingan volume pori-pori total tanpa memandang saling berhubungan atau tidak, terhadap volume batuan secara keseluruhan. Besar kecilnya porositas dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu ukuran butir, susunan butir, sudut kemiringan dan komposisi mineral pembentuk batuan.

Pori merupakan ruang di dalam batuan; yang selalu terisi oleh fluida, seperti udara, air tawar/asin, minyak atau gas bumi. Porositas suatu batuan sangat penting dalam eksplorasi dan eksploitasi baik dalam bidang perminyakan maupun dalam bidang air tanah. Hal ini karena porositas merupakan variabel utama untuk menentukan besarnya cadangan fluida yang terdapat dalam suatu massa batuan.

Log untuk mengukur porositas terutama adalah log densitas, neutron, sonik dan Rxo (Heysse, 1991). Log-log tersebut dapat mengukur parameter tertentu yang kemudian dapat digunakan untuk menghitung porositas. Di dalam perhitungan porositas, beberapa asumsi digunakan yaitu matriks dan fluida. Selain itu pengukuran porositas dilakukan pada zona terinvasi. Persamaan untuk menghitung nilai porositas batuan adalah sebagai berikut:

$$PHIT = PHIE + Vsh.\phi Tsh \quad (2.1)$$

Dimana PHIT adalah Porositas Total, PHIE adalah Porositas Efektif, Vsh adalah Volume shale dan ϕTsh adalah Porositas total shale.

2.1.2 Permeabilitas

Permeabilitas merupakan besaran yang digunakan untuk menunjukkan seberapa besar kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida yang terkandung didalamnya. Permeabilitas merupakan property suatu batuan berpori dan merupakan besaran yang menunjukkan kapasitas medium dalam mengalirkan fluida. Dalam menghitung permeabilitas pada batuan, umumnya digunakan persamaan Darcy sebagai dasar penentuan. Satuan dari permeabilitas disimbolkan dengan d (*darcy*) atau md (*mildarcy*). Permeabilitas sebesar 1 *darcy* menyatakan bahwa

batuan melewati suatu fluida tiap 1 cm³ dengan viskositas 1 *centipose* (cP) dengan luas area 1 cm² pada kondisi tekanan sebesar 1 atm/cm.

Permeabilitas batuan penting untuk dicari guna mengetahui seberapa efektif batuan tersebut untuk diproduksi. Perhitungan secara empiris nilai permeabilitas dapat diketahui dari fungsi porositas dan saturasi air. Persamaan yang digunakan untuk mencari permeabilitas pada penelitian ini adalah persamaan timur. Namun nilai perhitungan tersebut belum sepenuhnya tepat karena nilai permeabilitas yang tepat hanya bisa didapat dari pengujian batuan inti di laboratorium.

Permeabilitas batuan dipengaruhi oleh beberapa faktor, diantaranya adalah sebagai berikut:

- Bentuk dan ukuran batu: Jika batuan disusun oleh butiran yang besar, pipih dan seragam dengan dimensi horizontal lebih panjang, maka permeabilitas horizontal (kh) akan lebih besar. Sedangkan permeabilitas vertical (kv) sedang-tinggi. Jika batuan disusun berbutir dominan kasar, membulat dan seragam, maka permeabilitas akan lebih besar dari kedua dimensinya. Permeabilitas buat reservoir secara umum lebih rendah, khususnya pada dimensi vertikalnya, jika butirannya berupa pasir dan bentuknya tidak teratur. Sebagian besar reservoir minyak berbentuk seperti ini.
 - Sementasi: permeabilitas dan porositas batuan sedimen sangat dipengaruhi sementasi dan keberadaan semen pada pori batuan.
 - Retakan dan Pelarutan: pada batuan pasir, retakan tidak dapat menyebabkan permeabilitas sekunder, kecuali pada batuan pasir yang interbedded dengan shale, limestone dan dolomite. Pada batua karbonat, proses pelarut oleh larutan asam yang berasal dari perokolasi air permukaan akan melalui pori – pori primet batuan, bidang celah dan rekahan akan menambah permeabilitas reservoir.
- Skala kualitas dari permeabilitas suatu batuan (Koesoemadinata, 1980) adalah sebagai berikut:
- < 5 mD: Ketat (*tight*)
 - 5 – 10 mD: Cukup (*fair*)
 - 10 – 100 mD: Baik (*good*)
 - 100 – 1000 mD: Sangat Baik (*vey good*)

Nilai permeabilitas batuan dapat dihitung melalui persamaan timur sebagai berikut:

$$K = 0.136 \times [(\phi_e^{4.4}) / (Swirr^2)] \quad (2.2)$$

Dimana K adalah nilai Permeabilitas, ϕ_e adalah nilai porositas efektif, dan Swirr adalah nilai *Saturation of Irreducible water*.

2.1.3 Resistivitas Air

Sebelum melakukan perhitungan saturasi air (Sw), diperlukan nilai resistivitas air (Rw) pada tiap formasi. Ada beberapa cara untuk mendapatkan nilai Rw, yaitu:

- Metode sample *water analysis*
- Metode Pickett Plot

Zona yang berisi air memiliki resistivitas paling rendah (dibandingkan dengan minyak dan gas). Selain itu zona reservoir juga dapat diidentifikasi dengan adanya persilangan (*crossover*) pada *composite log* antara log TNPH dan log RHOZ, dimana log TNPH terlihat lebih rendah dibandingkan log RHOZ (posisi TNPH di sebelah kiri RHOZ). Semakin besar lebar *crossover* maka dapat diidentifikasi bahwa zona tersebut terisi gas, apabila separasi tersebut kecil, maka dapat diidentifikasi bahwa zona tersebut adalah zona air. Seperti pada gambar di bawah, zona air ditunjukkan oleh *highlight* berwarna hijau.

2.1.4 Saturasi Air

Saturasi air atau kejenuhan air adalah perbandingan kuantitas (volume) suatu fluida dengan pori-pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi merupakan persentase bagian dari suatu pori yang terisi fluida. Karena saturasi merupakan perbandingan/persentase, maka secara matematis saturasi tidak memiliki satuan. Saturasi dilambangkan dengan S_w untuk air, S_o untuk minyak, dan S_g untuk gas. Karena tidak mungkin ada pori-pori yang kosong oleh fluida (vakum) maka $S_w + S_o + S_g = 1$. Secara umum ada 2 cara untuk menentukan saturasi, yaitu dengan analisis laboratorium atas sampel core dari reservoir, dan dengan log.

Menurut Hari Kumar (2010) saturasi air persamaan Simandoux dipakai untuk air formasi yang bersifat saline (*Saline formation water*), sementara persamaan Indonesia dipakai untuk *fresh formation water*.

Menurut data water analisis sumur MI-3, formasi Baturaja memiliki tingkat salinitas sebesar 20.000 ppm. Tingkat salinitas tersebut masuk ke dalam kategori *fresh water*. Maka berdasarkan hal tersebut maka pada formasi Baturaja dipakai perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Indonesia sebagai berikut:

$$S_w = \left\{ \left[\left(\frac{V_{sh}^{2-2} - V_{sh}}{R_{sh}} \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\frac{\phi e^m}{R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^2 R_t \right\}^{\frac{-1}{n}} \quad (2.3)$$

Dimana S_w adalah Saturasi air pada *uninvaded zone*, R_w adalah Resistivitas air pada formasi, R_t adalah Resistivitas sebenarnya, ϕ adalah Porositas, a adalah konstanta *turtosity* (nilai: 1), M adalah Faktor sementasi (nilai: 2) dan N adalah eksponen saturasi (nilai: 2).

2.1.5 Kandungan Serpih (Shale Volume)

Perhitungan *Shale Volume* adalah menghitung kandungan serpih dalam batuan reservoir dengan memanfaatkan log Gamma Ray. Serpih memiliki porositas non-efektif yang akan mempengaruhi hasil pengukuran log Porositas/Neutron dan menyebabkan nilai porositasnya menjadi lebih tinggi. Oleh karena itu, perhitungan volume serpih dilakukan sebagai koreksi pada porositas total sehingga dapat diperoleh porositas efektif batuan reservoir. Perhitungan volume serpih (V_{sh}) dapat dilakukan secara linear berdasarkan Log *Gamma Ray*, berdasarkan persamaan *Index Gamma Ray* (I_{GR}):

$$V_{SHgr} = (GR_{log} - GR_{matrix}) / (GR_{shale} - GR_{matrix}) \quad (2.4)$$

Dimana GR_{log} adalah Pembacaan GR pada suatu titik, GR_{matrix} adalah Nilai GR pada sand/reservoir baseline, dan GR_{shale} adalah Nilai GR pada shale baseline, seringkali diasumsikan sebagai GR_{max} .

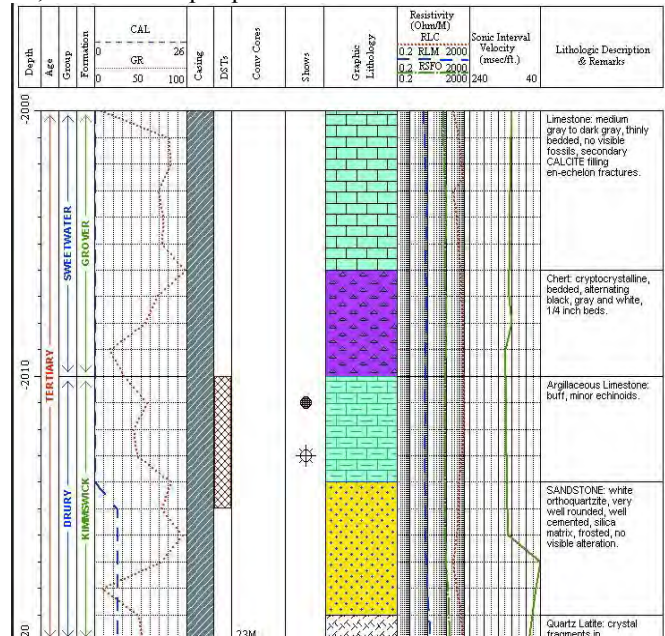
2.1.6 Analisis Mud Log

Mud logging merupakan proses perekaman dari material yang dibawa keluar dari dalam permukaan ke permukaan. Proses ini dilakukan secara terus menerus saat pengeboran berlangsung. Proses ini dilakukan untuk menentukan keberadaan minyak dan gas. Dalam lingkup pemboran, *mud logging* termasuk dalam tahap inspeksi, deteksi, hingga evaluasi. Proses ini juga merupakan proses analisis untuk mendeteksi dan menghitung kandungan hidrokarbon yang terdapat pada lumpur bor yang bercampur dengan serbuk bor. Lumpur merupakan fluida yang paling umum digunakan dalam pengeboran, yang memiliki fungsi sebagai berikut:

- Pendingin dan pelumas mata bor.
- Pelapis dinding lubang dengan *mud cake*.

- Pengontrol tekanan *subsurface* pada lubang bor.
- Alat pemindah dan penahan *cutting*.
- Beban tambahan pada *drillstring* dan *cutting*.

Terdapat beberapa parameter dari *mud logging* yang dapat digunakan untuk mendeteksi kandungan hidrokarbon, seperti kedalaman, *rate of penetration* (RoP), ukuran atau diameter lubang bor, volume fluida yang disirkulasi, properti fisik batuan, dan sifat lumpur pemboran.



Gambar 2.1. Contoh bentuk *mud log* (RockWare, Inc., 2004)

2.1.7 Analisis Batuan Inti (Core)

Core atau batuan inti adalah sampel atau contoh batuan yang diambil dari bawah permukaan dengan suatu metode tertentu. Core umumnya diambil pada kedalaman tertentu yang prospektif oleh perusahaan minyak atau tambang untuk keperluan lebih lanjut. Data Core merupakan data yang paling baik untuk mengetahui kondisi bawah permukaan, tapi karena panjangnya terbatas, maka dituntut untuk mengambil data yang ada secara maksimal.

Data yang diambil meliputi jenis batuan, tekstur, struktur sedimen dan sifat fisik batuan itu sendiri. Selain itu juga dapat mengetahui harga porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida yang terkandung dalam batuan tersebut. Tekstur dan struktur batuan sedimen dapat menggambarkan sejarah transportasi pengendapan, energi pembentukan batuan tersebut, genesa, arah arus, mekanisme transportasi dan kecepatan sedimen tersebut diendapkan. Sehingga dari faktor-faktor tersebut dapat ditentukan fasies sedimen dan lingkungan pengendapannya. *Core* dibagi menjadi 2, yaitu:

- *Conventional core*, yaitu *core* yang diambil bersamaan dengan proses pemboran.
- *Sidewall core*, yaitu *core* yang diambil pada saat melakukan *wireline logging*.

Tujuan pengambilan data *core* secara primer adalah untuk mendapatkan data antara lain:

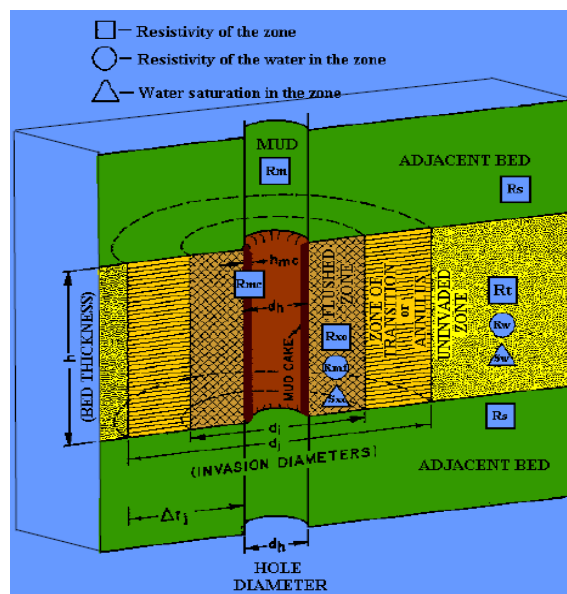
- Data detail tentang reservoir (fasies, struktur sedimen, lingkungan pengendapan, umur, tipe porositas, mineralogi, dll)
- Data petrofisika dan kualitas batuan, seperti porositas, permeabilitas, saturasi, dan tekanan kapiler batuan
- Kalibrasi log
- Studi patahan dan struktur

2.2 Wireline Log

Wireline Log merupakan perekaman atau pengukuran parameter geofisika yang menerus sepanjang lubang bor. Pengukuran dan perekaman yang dilakukan adalah terhadap sifat fisik batuan, seperti tahanan jenis, resistivitas/konduktivitas, densitas, kandungan radioaktif, dan sifat kelistrikan. Tujuan dari *logging* sendiri adalah untuk pengumpulan data bawah permukaan agar dapat digunakan untuk melakukan penilaian terhadap formasi yang meliputi: zona reservoir, kandungan formasi (fluida), petrofisik reservoir, dan tekanan bawah permukaan. Terdapat beberapa macam log yang digunakan, mengingat banyaknya parameter bawah permukaan yang diketahui, di antaranya yaitu:

2.2.1 Log Listrik

Log listrik merupakan alat rekaman paling tua yang dipakai dalam industri perminyakan. Kurva-kurva SP dan resistivitas adalah merupakan rekaman standar yang harus ada dalam setiap penampang stratigrafi sumur bor. Kegunaan log listrik adalah untuk interpretasi litologi dan dapat juga digunakan untuk mendeteksi zona yang mengandung minyak atau tidak. Log ini juga dapat digunakan sebagai dasar dalam korelasi bawah permukaan.

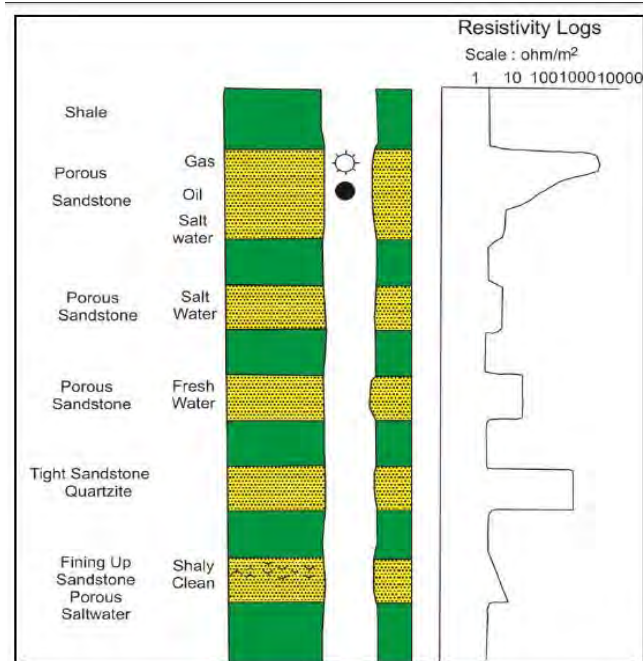


Gambar 2.2. Penampang formasi pada suatu bor yang menunjukkan zona yang terbentuk akibat invasi lumpur pembedaan (Ellis & Singer 2007)

a. Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Darling, 2005). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Log resistivitas memiliki kegunaan antara lain:

- Menentukan zona hidrokarbon dan zona air
- Mengindikasikan zona permeabel
- Menentukan porositas



Gambar 2.3 Respon log resistivitas pada beberapa jenis litologi (Rider, 1996)

Log *Resistivity* digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi. Yang umum dikenal sebagai log R_t adalah LLD (*Deep Laterolog Resistivity*), LLS (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILD (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan MSFL.

a. *Dual Induction Log (DIS)*

Log ini terdiri dari alat induksi *deep-reading*, yang melakukan pengukuran R_t , dan alat induksi *medium reading*, yang melakukan pengukuran R_i . Alat tersebut bekerja dengan mengukur resistivitas dari formasi yang dalam (LLD) dan transisi (LLS), sehingga koreksi invasi perlu dilakukan. Prinsip dari induksi log adalah mengukur konduktivitas, sehingga nilai konduktivitas yang mendekati angka nol (atau kurang dari 2 mohm/m) akan sulit terbaca oleh alat. Penggunaan alat ini lebih tepat pada formasi yang memiliki nilai konduktivitas lebih besar dari 10mmho/m (atau dalam satuan resistivitas yaitu 100 ohm-m). Nilai tersebut umumnya merupakan batas dari alat ini, sehingga jika lebih dari batas tersebut akan lebih baik menggunakan laterolog.

b. *Micro Spherically Focused Log (MSFL)*

Alat ini berguna untuk mengukur nilai R_{xo} dan lapisan formasi yang tidak tebal. Termasuk ke dalam kelompok alat dari mikro resistivitas, alat ini juga menggunakan penekan (*pad*) yang biasa digunakan pada alat log densitas, sehingga pada lubang sumur yang terdapat lumpur tebal, atau pada lubang sumur yang memiliki diameter yang besar sebagai akibat dari *washed out*, alat ini kurang dapat bekerja dengan baik. Cara kerja alat ini sama dengan *lateral log*.

2.2.2 Log Radioaktif

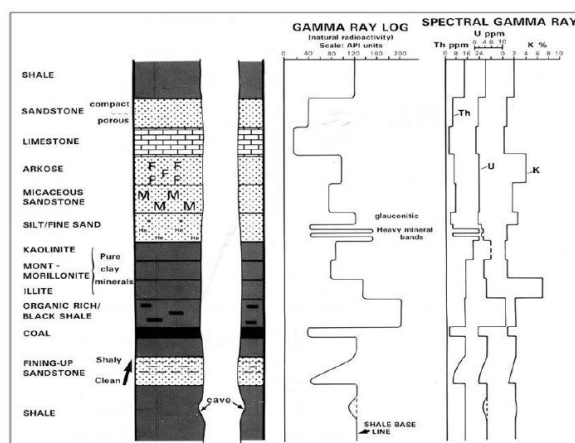
a. **Log Gamma Ray (GR)**

Log *Gamma Ray* merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi / mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U).

Pada batuan sedimen unsur-unsur radioaktif banyak terkonsentrasi dalam serpih dan lempung, sehingga besar kecilnya intensitas radioaktif akan menunjukkan ada tidaknya mineral-mineral lempung. Batuan yang mempunyai kandungan lempung tinggi akan mempunyai konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai *gamma ray*-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva kekanan. Unsur radioaktif yang utama adalah potassium yang umumnya ditemukan pada *illite*. Pada lapisan permeabel yang bersih, kurva log GR akan menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali bila lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, atau lapisan yang mengandung air asin yang mengandung garam-garam potassium yang terlarutkan.

Unsur-unsur radioaktif banyak terkandung dalam lapisan serpih, sehingga log GR sangat berguna untuk menentukan besar kecilnya kandungan serpih atau lempung. Dengan menarik garis *Gamma Ray* yang mempunyai harga minimum dan garis *Gamma Ray* maksimum pada suatu penampang log, maka kurva tersebut merupakan indikasi adanya lapisan serpih. *Gamma Ray log* dinyatakan dalam API Units (GAPI).

Kurva GR biasanya ditampilkan dalam kolom pertama, bersama kurva SP dan Kaliper dengan skala dari kiri kekanan 0–100 atau 0–150 GAPI. Log GR merupakan log yang sangat bagus untuk menentukan permeabilitas suatu batuan karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel.



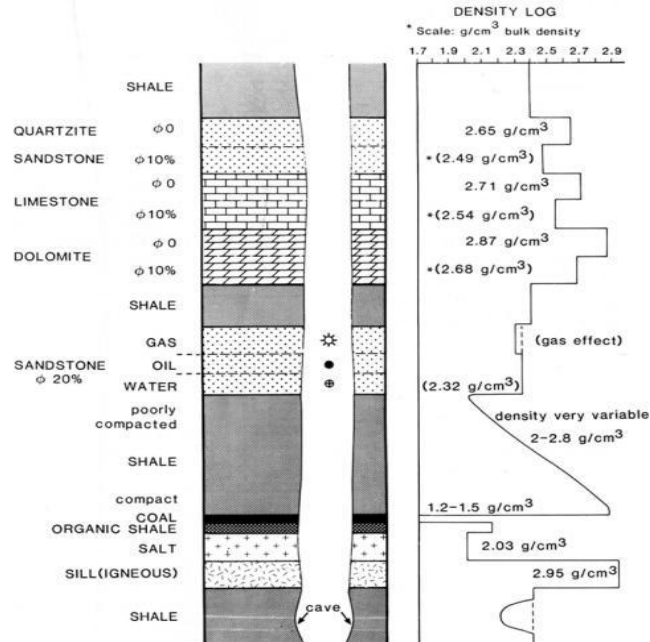
Gambar 2.4 Respon Log Gamma Ray terhadap batuan (Rider, 1996)

Kegunaan log GR ini antara lain adalah untuk menentukan kandungan serpih (Vsh), kandungan lempung, menentukan lapisan permeabel, evaluasi mineral bijih yang radioaktif, evaluasi lapisan mineral tidak radioaktif, dan korelasi antar sumur.

b. Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram / cm³. Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma ke dalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi.

Bulk density merupakan indikator yang penting untuk menghitung porositas bila dikombinasikan dengan kurva log neutron, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain itu apabila log densitas dikombinasikan dengan Log netron, maka akan dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon dan membantu dalam evaluasi lapisan *shaly*. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (densitas total (Rho_b) makin kecil), sedangkan defleksi log netron ke kanan.

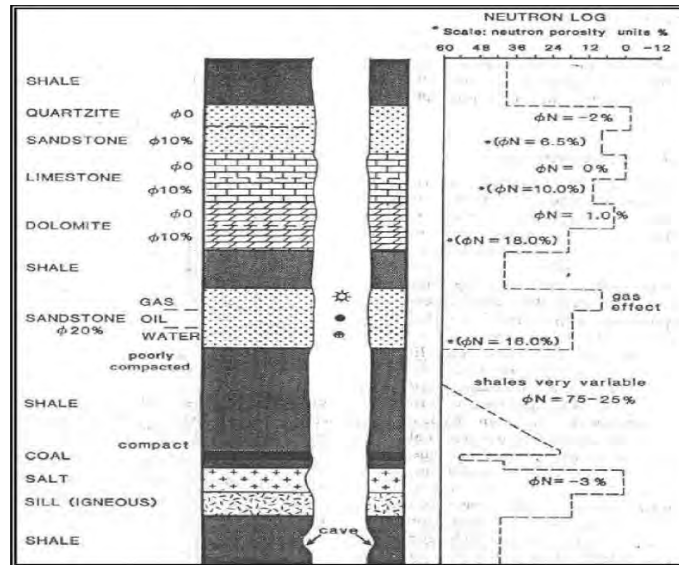


Gambar 2.5 Respon log densitas terhadap batuan (Malcolm Rider, 2002)

Pada batuan yang sangat kompak, dimana per satuan volume (cc) seluruhnya atau hampir seluruhnya terdiri dari matrik batuan porositasnya adalah mendekati atau nol. Dengan demikian batuan yang mempunyai densitas paling besar, dimana porositas adalah nol, dan ini disebut sebagai densitas matrik. Pada batuan homogen dengan porositas tertentu, jika mengandung air asin akan mempunyai densitas lebih rendah dibanding dengan batuan yang seluruhnya terdiri dari matrik. Untuk yang mengandung minyak, densitas batuan lebih rendah daripada yang mengandung air asin, sebab densitas air asin lebih besar daripada minyak. Pada batuan homogen yang mengandung fluida gas, densitas batuan lebih rendah lagi daripada yang berisi minyak. Sedangkan yang mengandung batubara, mempunyai densitas paling rendah di antara jenis batuan yang mengandung fluida.

c. Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi (ϕ_N). Hilangnya energi paling besar bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi.



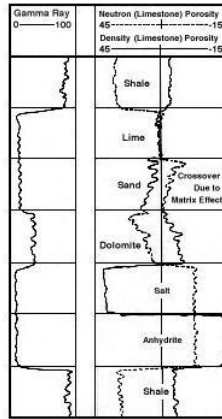
Gambar 2.6 Respon Log Neutron (Malcolm Rider, 2002)

Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai log neutron kecil mendekati batuan sangat kompak (2–6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air. Batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol akan menurunkan harga neutron. Lapisan serpih mempunyai porositas besar antara 30–50% dalam kurva log, tetapi permeabilitas mendekati nol. Pengaruh serpih dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron. Kurva log neutron ini tidak dapat untuk korelasi karena tidak mewakili litologi suatu batuan.

Log neutron dalam perekamannya langsung menunjukkan porositas batuan dengan menggunakan standar matrik batugamping. Untuk batuan selain batugamping, harga porositasnya dinyatakan dalam porositas neutron atau porositas formasi (ϕN). Untuk mendapatkan harga porositas sebenarnya harus digunakan gabungan kurva log yang lain seperti log densitas (D).

2.2.3 Kombinasi Log Densitas (RHOB) dan Log Neutron (NPHI)

Berdasarkan sifat – sifat defleksi kurva ρ_b dan ϕN maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan – lapisan yang mengandung hidrokarbon. Pada lapisan hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (makin kecil harga ρ_b nya), sedangkan pada log neutron, harga porositasnya akan cenderung makin ke kanan (makin kecil harga ϕN nya), dan pada lapisan shale kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya.



Gambar 2.7 Log penentu jenis litologi (Bateman, 1985)

Dengan demikian, pada lapisan hidrokarbon akan terjadi separasi antara kedua kurva, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan shale terjadi separasi negative.

2.3 Metode Volumetrik perhitungan cadangan Hidrokarbon

Metode perhitungan volumetrik berdasar kepada persamaan volume, data-data yang menunjang pada perhitungan cadangan hidrokarbon adalah porositas dan saturasi hidrokarbon. Persamaan yang digunakan dalam metode volumetrik adalah OGIP (*Original Gas in Place*). Persamaan yang digunakan dalam metode volumetrik adalah sebagai berikut:

$$G = \frac{43560 \cdot V_{bulk} \cdot NTG \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{gi} \text{ Factor}} \quad (2.5)$$

Dimana G adalah OGIP (*Original Gas in Place*), *Bulk Volume* adalah Volume total di atas GWC, NTG adalah *Net to Gross ratio*, ϕ adalah nilai porositas batuan, S_w adalah nilai saturasi Air, dan *Bgi* merupakan faktor volum gas pada formasi.

2.4 Geologi Regional

2.4.1 Tinjauan Umum Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan memiliki luas kurang lebih 117.000 km². Sebagian besar wilayah cekungan tersebut berada pada *onshore* Sumatera, Indonesia. Cekungan Sumatera Selatan dipisahkan dari Cekungan Sunda yang berada pada bagian barat laut Jawa oleh Tinggian Palembang atau Tinggian Lampung. Peran dari Tinggian ini adalah sebagai *barrier* terhadap pemencaran sedimen maupun sebagai sumber sedimen sejak Mesozoik hingga hamper selama Tersier (de Coster, 1974 dalam Bishop, 2001). Cekungan Sumatera Selatan dipisahkan dari Cekungan Sumatera Tengah oleh Pegunungan Tigapuluh. Batas bagian barat cekungan merupakan Bukit Barisan yang berumur Plio-Plistosen. Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Selatan, dan Cekungan Bandar Jaya (William dll, 1995; Suseno dll, 1992, dalam Bishop, 2001).

2.4.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Pengendapan selama Tersier di cekungan Sumatera Selatan dimulai pada saat Eosen dengan pengendapan sedimen darat dari erosi lokal. Endapan *synrift* berupa batupasir tufan, konglomerat, breksi, dan lempung. Stratigrafi daerah Cekungan Sumatera Selatan telah banyak dibahas oleh para ahli geologi terdahulu, khususnya yang bekerja

dilingkungan perminyakan. Pada awalnya pembahasan dititik beratkan pada sedimen Tersier, umumnya tidak pernah diterbitkan dan hanya berlaku di lingkungan sendiri.

Peneliti terdahulu telah menyusun urutan-urutan stratigrafi umum Cekungan Sumatera Selatan, antara lain : Van Bemmelen (1932), Musper (1937), Marks (1956), Spruyt (1956), Pulunggono (1969), De Coster 2(1974), Pertamina (1981). Berdasarkan peneliti-peneliti terdahulu, maka Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan Secara umum, sedimentasi di Cekungan Sumatera Selatan terjadi dalam dua fase (Jackson, 1961 dalam Koesoemadinata, et al., 1976), yaitu :

a) Fase Transgresi

Fase Transgresi di Cekungan Sumatera Selatan ditandai dengan pengendapan Kelompok Telisa secara tidak selaras di atas batuan Pra-Tersier. Selama fase pengendapan yang terjadi pada fase transgresi, penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada proses sedimentasi, sehingga terbentuk urutan fasies non marin, transisi, laut dangkal dan laut dalam (Pulunggono, 1969; De Coster, 1974; Koesoemadinata, et al., 1976).

b) Fase Regresi

Fase Regresi di Cekungan Sumatera Selatan ditandai dengan pengendapan Kelompok Palembang. Fase ini merupakan kebalikan dari fase transgresi, dimana pengendapan lebih cepat dibandingkan dengan penurunan dasar cekungan, sehingga terbentuk urutan seperti fasies laut dangkal, transisi dan non marin (Pulunggono, 1969; De Coster, 1974; Koesoemadinata, et al., 1976). Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan masih menjadi perdebatan, karena banyak pendapat mengenai stratigrafi regional. Daerah penelitian merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan. Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan (Ryacudu, 2005) dari tua ke muda terdiri dari Batuan dasar, Formasi Lahat/Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, Formasi Kasai.

1. Kelompok Pra tersier

Formasi ini merupakan batuan dasar (*basement rock*) dari Cekungan Sumatra Selatan. Tersusun atas batuan beku Mesozoikum, batuan metamorf Paleozoikum, Mesozoikum, dan batuan karbonat yang termetamorfosa. Hasil *dating* di beberapa tempat menunjukkan bahwa beberapa batuan berumur Kapur Akhir sampai Eosen Awal. Batuan metamorf Paleozoikum-Mesozoikum dan batuan sedimen mengalami perlipatan dan pensesaran akibat intrusi batuan beku selama episode orogenesis Mesozoikum Tengah (Mid-Mesozoikum).

2. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan lacustrine. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies shale terletak di bagian atas (Benakat Shale) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga shale yang berasal dari lingkungan lacustrine ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi graben ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggi intra-graben sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger & Fielding, 2005).

3. Formasi Lahat Muda

Formasi Lemat tersusun atas klastika kasar berupa batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, “*Granit Wash*”, terdapat lapisan tipis batubara, dan tuf. Semuanya diendapkan pada lingkungan kontinen. Sedangkan anggota Benakat dari Formasi Lemat terbentuk pada bagian tengah cekungan dan tersusun atas serpih berwarna coklat abu-abu yang berlapis dengan serpih tuffaan (*tuffaceous shales*), batulanau, batupasir, terdapat lapisan tipis batubara dan batugamping (*stringer*), Glauconit, diendapkan pada lingkungan *fresh-brackish*. Formasi Lemat secara normal dibatasi oleh bidang ketidakselarasan (*unconformity*) pada bagian atas dan bawah formasi. Kontak antara Formasi

Lemat dengan Formasi Talang Akar yang diinterpretasikan sebagai *paraconformable*. Formasi Lemat berumur Paleosen-Oligosen, dan anggota Benakat berumur Eosen Akhir-Oligosen, yang ditentukan dari spora dan pollen, juga dengan *dating* K-Ar. Ketebalan formasi ini bervariasi, lebih dari 2500 kaki (\pm 760 m). Pada Cekungan Sumatra Selatan dan lebih dari 3500 kaki (1070 m) pada zona depresi sesar di bagian tengah cekungan (didapat dari data seismik).

4. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar terdapat di Cekungan Sumatra Selatan, formasi ini terletak di atas Formasi Lemat dan di bawah Formasi Telisa atau anggota Basal Batugamping Telisa. Formasi Talang Akar terdiri dari batupasir yang berasal dari *delta plain*, serpih, lanau, batupasir kuarsa, dengan sisipan batulempung karbonat, batubara dan di beberapa tempat konglomerat. Kontak antara Formasi Talang Akar dengan Formasi Lemat tidak selaras pada bagian tengah dan pada bagian pinggir dari cekungan kemungkinan *paraconformable*, sedangkan kontak antara Formasi Talang Akar dengan Telisa dan anggota Basal Batugamping Telisa adalah *conformable*. Kontak antara Talang Akar dan Telisa sulit di pick dari sumur di daerah palung disebabkan litologi dari dua formasi ini secara umum sama. Ketebalan dari Formasi Talang Akar bervariasi 1500-2000 *feet* (sekitar 460-610 m). Umur dari Formasi Talang Akar ini adalah Oligosen Atas-Miosen Bawah dan kemungkinan meliputi N3 (P22), N7 dan bagian N5 berdasarkan zona Foraminifera planktonik yang ada pada sumur yang dibor pada formasi ini berhubungan dengan *delta plain* dan daerah *shelf*.

5. Formasi Baturaja

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat platforms dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat build-up dan reef dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat shale dan calcareous shale yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah platform dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada platforms di pinggiran dari cekungan dan reef yang berada pada tinggian intra-basinal. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi facies batugamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja diantaranya adalah mudstone, wackestone, dan packstone. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari wackestone bioklastik, sedikit plentic foram, dan di beberapa tempat terdapat vein.

6. Formasi Telisa (Gumai)

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini tersusun oleh fosilliferous marine shale dan lapisan batugamping yang mengandung glauconitic (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung calcareous shale dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan shale. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

7. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga shallow marine, yang berubah menjadi lingkungan delta plain dan coastal swamp pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

8. Formasi Muara Enim

Batuan penyusun yang ada pada formasi ini berupa batupasir, batulempung, dan lapisan batubara. Batas bawah dari Formasi *Middle* Palembang di bagian selatan cekungan berupa lapisan batubara yang biasanya digunakan sebagai marker. Jumlah serta ketebalan lapisan-lapisan batubara menurun dari selatan ke utara pada cekungan ini. Ketebalan formasi berkisar antara 1500–2500 kaki (sekitar 450-750 m). De Coster (1974) menafsirkan formasi ini berumur Miosen Akhir sampai Pliosen, berdasarkan kedudukan stratigrafinya. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal sampai *brackish* (pada bagian dasar), *delta plain* dan lingkungan *non marine*.

9. Formasi Kasai

Formasi ini merupakan formasi yang paling muda di Cekungan Sumatra Selatan. Formasi ini diendapkan selama orogenesis pada Plio-Pleistosen dan dihasilkan dari proses erosi Pegunungan Barisan dan Tiga puluh. Komposisi dari formasi ini terdiri dari batupasir tuffan, lempung, dan kerakal dan lapisan tipis batubara. Umur dari formasi ini tidak dapat dipastikan, tetapi diduga Plio-Pleistosen. Lingkungan pengendapannya darat.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Tahapan penelitian terbagi menjadi beberapa tahapan utama sebagai berikut:

3.1 Persiapan

Tahapan dimulai dari pengajuan proposal tugas akhir ke fungsi geologi PT. Pertamina UTC (*Upstream Technology Centre*). Setelah proposal sudah diterima, diskusi dilakukan dengan dosen pembimbing di kampus dan pembimbing di perusahaan untuk menentukan batasan masalah penelitian. Selanjutnya, peneliti melakukan studi mengenai geologi regional cekungan Sumatera Selatan yang merupakan daerah penelitian serta mengenai analisis petrofisika sebagai dasar teori dan metodologi pengerjaannya selama tugas akhir berlangsung.

3.2 Pengumpulan Data

Penelitian ini dalam prosesnya membutuhkan beberapa perangkat lunak (*software*) dan data. Perangkat lunak komputer yang digunakan, antara lain *Software* petrofisika Geolog 7, Microsoft Office 2013, Corel Draw X7, dan Petrel. Sedangkan data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *wireline log*, data *mud log*, data *sidewall core*, data *header log*, serta data peta *surface* Formasi Baturaja dalam format grid. Berikut merupakan penjelasan mengenai *software – software* yang digunakan:

1. Geolog 7

Software petrofisika ini merupakan *software* utama yang digunakan dalam pengolahan data sumur serta dalam rangkaian perhitungan analisis parameter petrofisika. *Software* Geolog 7 juga berfungsi untuk membuat tampilan akhir lebih mudah dimengerti. Selain melakukan analisis Petrofisika, *Software* Geolog 7 juga dapat melakukan pembungkalan (*lumping*) atau penentuan *gross feet reservoir* dan *net feet reservoir* yang mengacu pada nilai penggal (*cutoff*) yang telah ditentukan.

2. Petrel

Software Petrel digunakan untuk menampilkan data *surface* Formasi Baturaja dalam format grid. Dengan menggunakan *software Petrel* dengan menu *volume calculation*, perhitungan Volume Bulk yang telah ditentukan poligon pembatasnya juga dapat dilakukan.

Berikut merupakan tabel ketersediaan data:

Tabel 3.1 Tabel Ketersediaan Data Sumur Penelitian

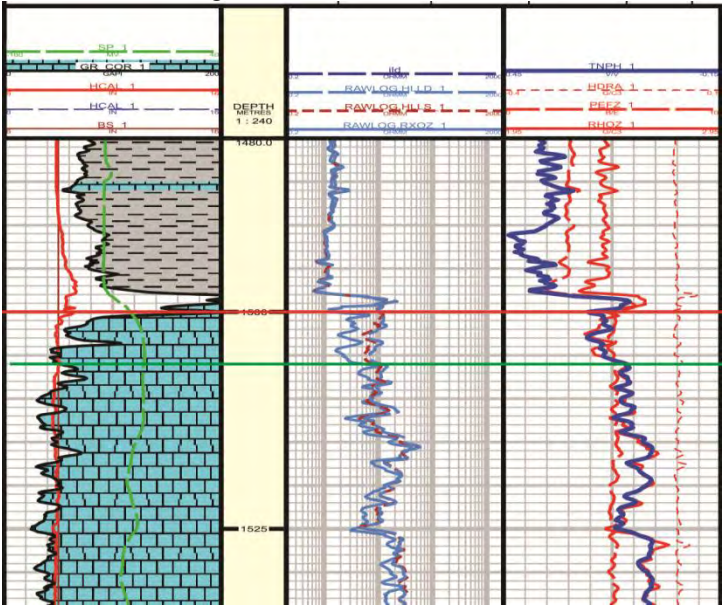
[illegible]

MI-2	√	√	√	√	√	√	√	-	√	√	-
MI-3	√	√	√	√	√	√	√	-	√	√	-
MI-6	√	√	√	√	√	√	√	-	√	√	√

Data penelitian yang paling utama adalah data sumur. Berikut merupakan penjelasan dari masing-masing data yang digunakan:

1. Data *Wireline log*

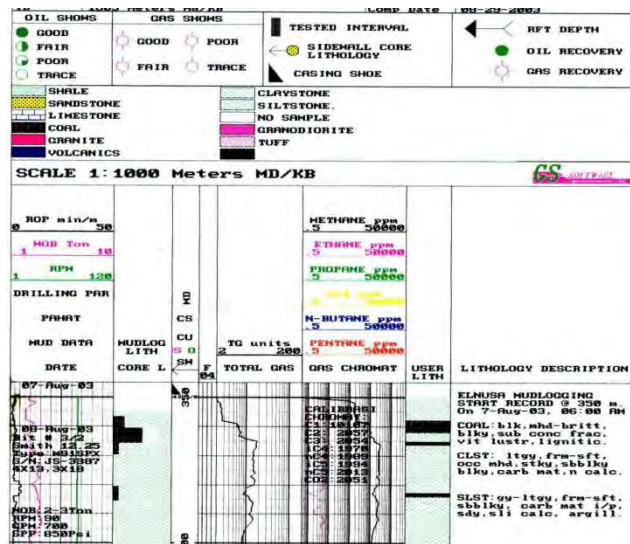
Wireline log merupakan data utama yang digunakan dalam analisis petrofisika. *Wireline log* merupakan perekaman atau pengukuran parameter geofisika yang menerus sepanjang lubang bor (Rider, 1996). Proses perekaman dan pengukuran data bawah permukaan yang dilakukan berupa perekaman sifat-sifat fisik batuan, seperti tahanan jenis, resistivitas/konduktivitas, densitas, kandungan radioaktif, dan sifat kelistrikan.



Gambar 3.1 Contoh data *Wireline Log*

2. Data *Mud Log*

Data *mud log* merupakan data *real time* dalam pemboran, sehingga data ini merupakan data yang bisa diyakini kebenarannya. Hal penting yang terdapat dalam *mud log* antara lain yaitu *Rate of Penetration* (RoP), data *cutting*, rekaman data gas, deskripsi litologi, dan indikasi adanya *oil & gas show*.



Gambar 3.2 Contoh data *mudlog* (Pertamina EP, 2002)

3. Data Core

Data *core* merupakan data litologi yang umumnya dilakukan setelah proses pemboran dan analisa log listrik atau log radioaktif selesai. Analisa ini khusus dilakukan untuk memeriksa dan melakukan percobaan pada porositas, permeabilitas, dan kejenuhan fluida. Data *core* yang tersedia hanya pada sumur MI-1 dan MI-6.

Sample ID	Depth (meter)	Permeability to Air at ambient (md)	Helium Porosity at ambient %	Fluid Porosity %	Saturation Oil %	Saturation Water %	Grain Density g/cc	Description
CORE #1								
101	1558.01	57.4	18.3	17.6	1.7	30.2	2.72	Ls whyl f-m cin hd foss styl vug spotty whyl flu fast whyl cut
102	1558.06	18.6	19.4	19.1	1.6	28.8	2.71	Ls whyl f-m cin hd foss styl vug
103	1558.28	6.18	12.9	15.4	1.4	36.4	2.72	Ls whyl f-m cin hd foss styl vug cnt uni whyl flu fast whyl cut
104	1558.53	8.90	15.8	15.2	0.3	32.9	2.71	Ls whyl f-m cin hd foss styl vug cnt spotty whyl flu fast whyl cut
105	1558.73	2.86	12.8	12.2	0.4	45.1	2.71	Ls whyl f-m cin hd foss abd styl vug cnt
106*	1558.07	-	6.3	7.4	0.7	54.1	2.73	Ls whyl f-m cin vhd foss styl cnt fine
107	1559.17	7.0	15.9	16.6	0.3	34.4	2.72	Ls whyl f-m cin hd foss styl cnt spotty whyl flu fast whyl cut
108	1559.23	0.14	6.1	6.6	0.8	61.8	2.71	Ls whyl f-m cin vhd foss styl cnt spotty whyl flu fast whyl cut
109	1559.56	0.52	9.1	10.2	2.1	55.1	2.71	Ls whyl f-m cin vhd foss abd styl cnt spotty whyl flu fast whyl cut
110	1559.90	0.57	8.7	9.2	1.6	54.5	2.71	Ls whyl f-m cin vhd foss al styl cnt
111	1560.15	0.60	8.2	8.6	2.4	43.0	2.72	Ls whyl f-m cin vhd foss al cnt uni whyl flu fast whyl cut
112	1560.30	2.94	12.6	14.6	0.0	36.3	2.70	Ls whyl f-m cin vhd foss al styl cnt no flu no cut
113	1560.62	0.35	5.6	5.6	3.8	63.0	2.71	Ls whyl f-m cin vhd foss cnt uni whyl flu fast whyl cut
114	1560.78	0.47	11.3	11.8	1.8	46.6	2.71	Ls whyl f-m cin vhd foss styl cnt

Gambar 3.3 Contoh data *core* (Pertamina EP, 2002)

3.3 Analisis Mudlog & Core

Data *mudlog* & *core* dapat digunakan untuk identifikasi lithologi. Pada data *mudlog* seperti pada gambar 3.2 kita dapat melakukan identifikasi lithologi dengan melihat bagian paling kanan pada tabel yaitu "Lithology Description". Pada data *core* seperti pada gambar 3.3 kita dapat melihat nilai porositas dan permeabilitas melalui hasil *coring*. Data *mudlog* & *core* merupakan data sekunder. Peran kedua data tersebut adalah sebagai pembanding dengan hasil analisis petrofisika. Dengan begitu kita dapat menilai keabsahan hasil analisis petrofisika dengan membandingkannya dengan data *mudlog* dan *core*.

3.4 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika pada formasi reservoir Baturaja dilakukan untuk perhitungan kandungan serpih (*Shale Volume*), porositas, resistivitas air, saturasi air, dan permeabilitas batuan. Data log GR dimanfaatkan untuk

menghitung Vsh, sedangkan log densitas dan log neutron digunakan untuk menghitung porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE). Metode yang digunakan untuk menghitung resistivitas air adalah metode *pickett plots*. Metode perhitungan saturasi air (Sw) disesuaikan dengan karakteristik formasi. Perhitungan Sw pada penelitian ini menggunakan metode Indonesia. Sedangkan perhitungan permeabilitas menggunakan metode *Wylie Rose*. Perhitungan parameter-parameter petrofisika tersebut dilakukan dengan *software* Geolog 7. Tahapan dalam analisis petrofisika adalah sebagai berikut:

3.4.1 Input Data

Data perusahaan yang digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder, oleh karena itu perlu diolah agar menjadi data primer. Perlu dilakukan *review* sebelum melakukan analisis terhadap data. Hal ini untuk meyakinkan bahwa data tersebut siap digunakan data yang dimasukkan ke dalam *software* adalah data hasil *logging* berupa *wireline log*. Data tersebut dimasukkan ke dalam *software* dan selanjutnya dilakukan pembuatan manajemen *database* agar data tersusun rapi dan mudah digunakan. Setelah data *wireline log* dimasukkan ke *software*, selanjutnya memasukkan data dari *header log*, karena data tersebut berguna dalam perhitungan parameter petrofisika.

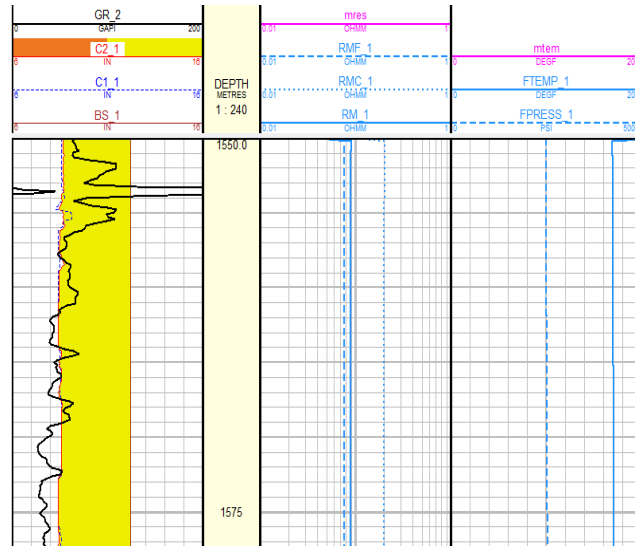
Logging Date		13-Oct-2012	
Run Number		1	
Depth Driller		2130.00 m	
Schlumberger Depth		2130.58 m	
Bottom Log Interval		2127.72 m	
Top Log Interval		2110.89 m	
Casing Driller Size @ Depth		9.625 in	@ 1465.00 m
Casing Schlumberger		1463.8 m	
Bit Size		8.5 in	
Type Fluid In Hole		Water	
MUD	Density	Viscosity	1.12 g/cm3 28.5 s
	Fluid Loss	PH	0 cm3 9.5
	Source of Sample		
RM @ Meas Temp		0.12 ohm.m	@ 24.6 degC
RMF @ Meas Temp		0.093 ohm.m	@ 25.8 degC
RMC @ Meas Temp		0.16 ohm.m	@ 20 degC
Source RMF		RMC	Pressed Pressed
RM @ BHT		RMF @ BHT	0.046 @ 100 0.036 @ 100

Gambar 3.4 Contoh data *header log* (Pertamina EP, 2002)

Dalam penelitian ini penulis membatasi analisis petrofisika hanya dilakukan pada formasi yang berberan sebagai reservoir pada formasi reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan. Oleh karena itu perlu diberi interval zona pada formasi tersebut, karena perhitungan petrofisika akan berfokus pada satu formasi.

3.4.2 Pra-perhitungan (Pre Calculation)

Tahapan (*Pre-Calc*) merupakan tahapan untuk mengetahui beberapa parameter pada tiap kedalaman, meliputi nilai resistivitas lumpur (Rm), resistivitas *mudcake* (Rmc), resistivitas filtrat lumpur (Rmf), temperatur, tekanan, serta densitas fluida. Parameter tersebut akan berbeda nilainya pada setiap kedalaman, membentuk gradien yang dapat berubah semakin kecil ataupun semakin besar dengan perubahan yang teratur.

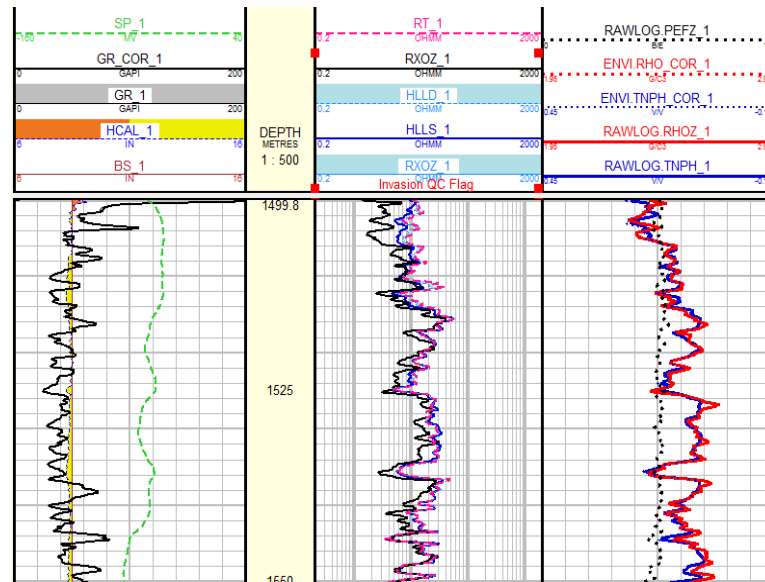


Gambar 3.5 Hasil log setelah dilakukan tahap Pre-Calc pada sumur MI-1

3.4.3 Koreksi Lingkungan

Tahapan yang dilakukan setelah *Pre-Calc* adalah koreksi lingkungan. Log pertama yang dikoreksi adalah log *gamma ray* (GR). Log ini dikoreksi karena adanya pengaruh dari beberapa faktor, yaitu posisi alat pada lubang bor (ditengah atau tidak), ukuran alat, dan densitas fluida pemboran. Kedua faktor pertama diketahui melalui log *Caliper* sedangkan faktor ketiga diketahui melalui *header log*.

Log kedua yang perlu dikoreksi adalah log neutron. Faktor yang mempengaruhi log ini antara lain adalah nilai salinitas lumpur dan filtrate lumpur, dan densitas fluida pengeboran. Log selanjutnya yang dikoreksi adalah log resistivitas, terdiri dari log LLD, LLS, dan MSFL. Ketiga log resistivitas tersebut dikoreksi karena adanya pengaruh kedalaman, densitas lumpur, dan ukuran lubang sumur.



Gambar 3.6 Hasil log setelah dilakukan tahapan koreksi lingkungan pada sumur MI-6

3.4.4 Perhitungan Kandungan Serpih (Shale Volume)

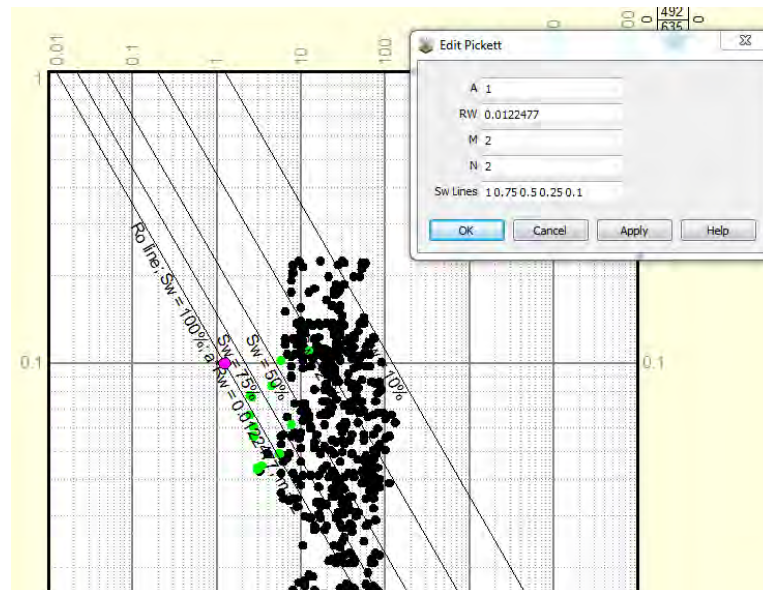
Tahapan perhitungan *volume shale* dilakukan untuk mengetahui seberapa banyak kandungan serpih pada suatu lapisan batuan. Menggunakan *software* Geolog 7, perhitungan volume serpih dilakukan dengan menggunakan log *gamma ray* (GR) dan log densitas-neutron. Berikut rumus perhitungan volume serpih dengan menggunakan data log *gamma ray* (GR). Persamaan yang digunakan untuk menghitung nilai *shale volume* adalah persamaan 2.4.

3.4.5 Perhitungan Porositas

Tahap ini merupakan tahapan perhitungan porositas, baik porositas total maupun porositas efektif. Perhitungan dilakukan menggunakan *software* Geolog 7 dengan beberapa cara, namun yang umum dilakukan adalah menggunakan data log densitas-neutron, dan menggunakan log *sonic*. Namun, dalam penelitian ini perhitungan porositas dilakukan dengan menggunakan data log densitas-neutron. Hasil perhitungan yang ditampilkan dari data log densitas neutron yaitu PHIT_DN (porositas total) dan PHIE_DN (porositas efektif), dimana perhitungan dilakukan pada kedua jenis log. Persamaan untuk mencari nilai porositas efektif seperti pada persamaan 2.1.

3.4.6 Perhitungan Resistivitas Air (Rw)

Pada penelitian ini perhitungan R_w dilakukan dengan metode Pickett Plot. Langkah awal pengerjaan adalah dengan memberikan zona *highlight* pada *composite log* yang mengindikasikan bahwa zona tersebut adalah 100% air. Setelah melakukan pemberian zona *highlight* pada *composite log* dilanjutkan dengan melihat persebaran data melalui *crossplot* antara porositas efektif (PHIE) dan resistivitas sebenarnya (RT). Pada *crossplot* antara PHIE dan RT akan terlihat zona air 100 % yang ditandai dengan *highlight*. Untuk mencari nilai R_w , garis Sw 100% dipindahkan ke titik-titik *highlight* yang dominan. *Software* Geolog 7 akan otomatis memberikan nilai R_w .



Gambar 3.7 *Crossplot* PHIE dan RT pada sumur MI-1

3.4.7 Perhitungan Saturasi Air (Sw)

Saturasi air didapatkan dengan memanfaatkan persamaan Indonesia seperti pada persamaan 2.3. Parameter yang dibutuhkan dalam mencari nilai saturasi air adalah resistivitas air, porositas, dan resistivitas sebenarnya (R_t).

3.4.8 Perhitungan Permeabilitas

Permeabilitas didapatkan dengan menggunakan persamaan timur seperti pada persamaan 2.2. Parameter yang diperlukan untuk mencari nilai permeabilitas batuan adalah porositas efektif dan saturasi *Irreducible water*.

3.5 Pembungkalan (*Lumping*)

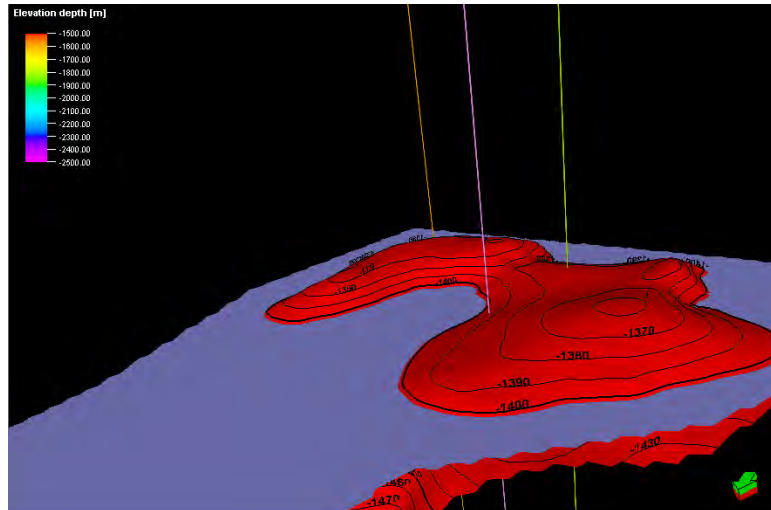
Lumping merupakan zona *net reservoir* yang dibatasi oleh nilai penggal porositas, saturasi dan kandungan serpih (V_{shale}). Sebelum mencari zona *net reservoir*, terlebih dahulu ditentukan nilai penggal (*cutoff*) porositas efektif, saturasi air, dan V_{shale} . Penentuan *cut off* mengacu pada data *well test*. Nilai *cut off* yang digunakan adalah $S_w \leq 50 \%$, $PHIE \geq 0,1$, $V_{sh} \leq 0.7$.

Zona reservoir harus memiliki porositas yang lebih besar atau sama dengan nilai penggalnya, kandungan serpih yang lebih kecil atau sama dengan nilai penggalnya, serta saturasi air yang lebih kecil atau sama dengan nilai penggalnya. Langkah awal *lumping* adalah input data *cutoff* ke *pay summary* di software Geolog 7, lalu akan dihasilkan sebuah tabel yang menampilkan beberapa zona dan kedalaman zona yang berpotensi sebagai reservoir. Tiap sumur memiliki perbedaan jumlah zona yang berpotensi, tergantung pada kedalaman zona tersebut.

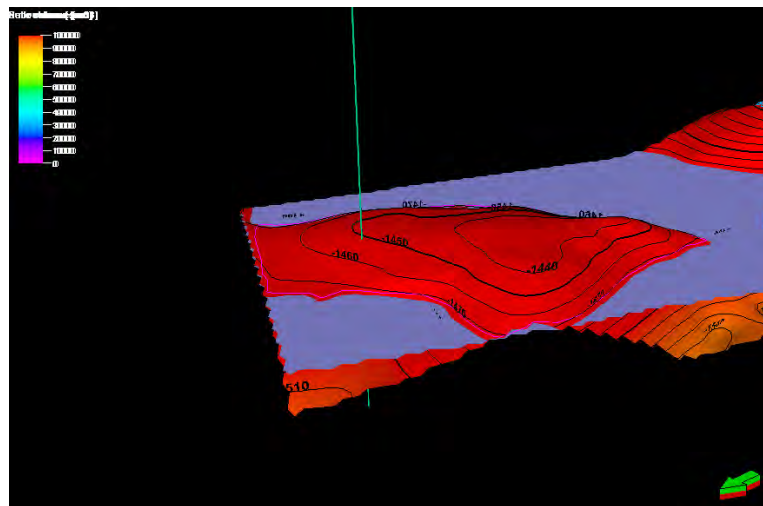
3.6 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan metode volumetrik, yaitu memperkirakan *OGIP* (*Original Gas In Place*). Berdasarkan model geologi yang secara geometrik menggambarkan volume hidrokarbon dalam reservoir. Dalam perhitungan cadangan gas alam, terdapat beberapa parameter yang harus diketahui, di antaranya adalah porositas, saturasi air, Volume *bulk*, dan *Bgi factor*. Nilai *Bgi* diasumsikan pada formasi Baturaja dan wilayah Prabumulih sebesar 0.0076. NTG ditentukan berdasarkan *cut-off* porositas, permeabilitas dan saturasi air. Cut-off permeabilitas diasumsikan gas mengalir diatas satu Milidarcy. Nilai penggal (*Cut-off*) dari saturasi air diasumsikan 0.5 untuk gas.

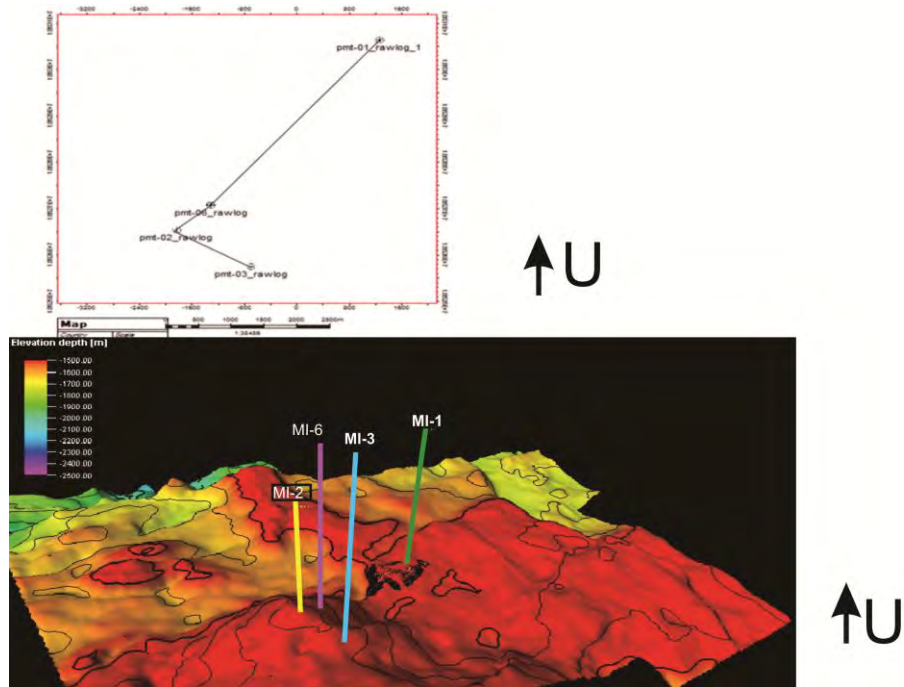
Sebelum melakukan perhitungan cadangan, penulis membagi lokasi penelitian menjadi 2 kompartmen, yaitu kompartmen utara dan kompartmen selatan. Pada kompartmen utara terdapat sumur MI-1 dengan kedalaman *Gas Water Contact* (GWC) sebesar -1473 m, sedangkan kompartmen selatan terdapat 3 sumur, yaitu MI-2, MI-3, dan MI-6 dengan kedalaman GWC sebesar -1401.6 m. Perhitungan cadangan dilakukan dengan menggunakan persamaan metode *volume calculation* dengan persamaan volumetrik (Persamaan 2.5) dan dibantu oleh software Petrel 2013.



Gambar 3.8 Peta *surface* kompartmen Selatan yang dibatasi oleh GWC



Gambar 3.9 Peta *surface* kompartmen Utara yang dibatasi oleh GWC



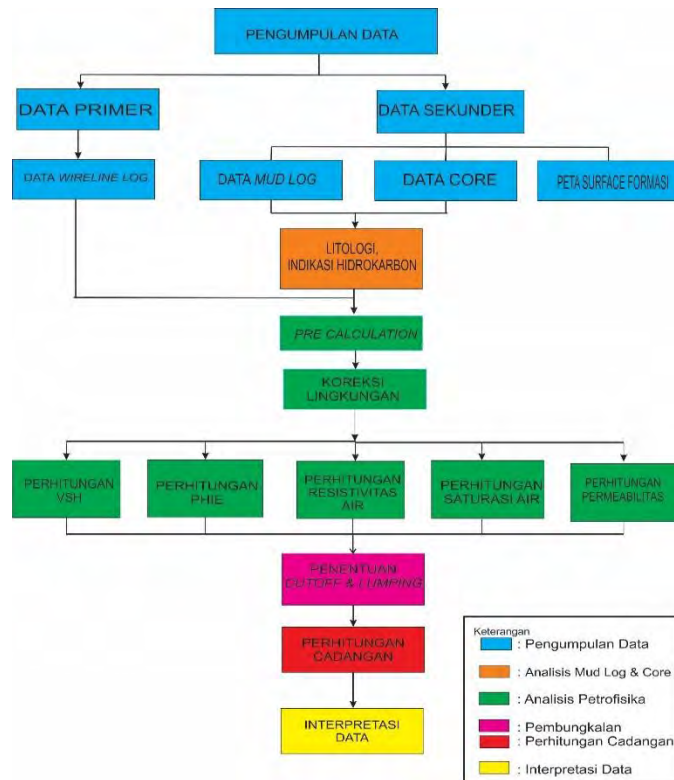
Gambar 3.10 Basemap sumur dan Top Surface Formasi

3.7 Interpretasi Data

Tahapan ini merupakan tahapan interpretasi terhadap data-data yang telah dianalisis sebelumnya. Pada tahapan ini, seluruh data pada keempat sumur diintegrasikan, sehingga nantinya dapat menyimpulkan zona rekomendasi yang produktif apabila dilakukan pengeboran pada daerah penelitian.

3.8 Diagram Alir Penelitian

Pada diagram alir penelitian, digambarkan bagaimana alur kerja penulis dalam menyelesaikan permasalahan yang dirumuskan dalam penelitian ini. Berikut adalah diagram alir penelitian:



Gambar 3.11 Diagram Alir Penelitian

3.9 Analisis Data

Analisis data dilakukan pada data/model yang didapatkan setelah melakukan pengolahan data. Data/model tersebut dianalisis terlebih dahulu sebelum dilakukan interpretasi.

3.9.1 Perhitungan Kandungan Serpih

Berikut adalah tabel yang menampilkan nilai kandungan serpih rata-rata tiap sumur.

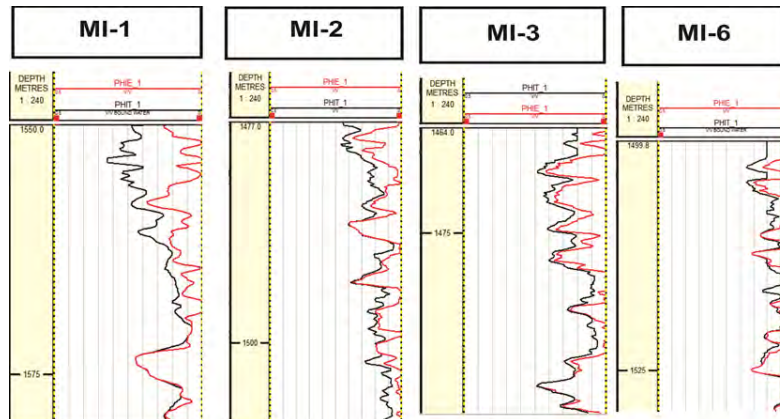
Tabel 3.2 Data rata-rata Kandungan Serpih tiap sumur

Sumur	Kandungan Serpih rata-rata (%)
MI-1	18.2
MI-2	12.5
MI-3	20
MI-6	30

Pada tabel 3.2 dapat dilihat bahwa kandungan serpih rata-rata yang paling besar ditunjukkan oleh sumur MI-6. Hal ini disebabkan oleh nilai log gamma ray yang lebih tinggi ditunjukkan oleh sumur MI-6 dibandingkan dengan

ketiga log lainnya. Dan lapisan batuan yang terdapat pada sumur MI-6 lebih tidak *permeable* dibandingkan ketiga sumur lainnya seperti data permeabilitas tiap sumur yang ditampilkan pada Tabel 3.6.

3.9.2 Perhitungan Porositas



Gambar 3.12 Tampilah Porositas Total dan Porositas Efektif 4 sumur pada *Composite Log*

Tabel 3.3 Data rata-rata nilai Porositas efektif tiap sumur

Sumur	Porositas Efektif rata-rata (%)
MI-1	16.4
MI-2	14.6
MI-3	15.3
MI-6	12.7

Sumur MI-1 memiliki porositas efektif rata-rata yang paling besar dibandingkan dengan ketiga sumur lainnya. Hal yang menjadi parameter penentu besarnya porositas efektif adalah nilai log *neutron porosity*, log *density porosity*, dan kandungan serpih. Sumur MI-6 memiliki nilai porositas efektif paling kecil, salah satu penyebabnya adalah nilai kandungan serpih pada sumur MI-6 paling besar dibandingkan sumur lainnya. Nilai kandungan serpih tersebut tercantum dalam tabel 3.2.

3.9.3 Perhitungan Resistivitas Air (R_w)

Berikut adalah tabel yang menampilkan nilai resistivitas air (R_w) tiap sumur:

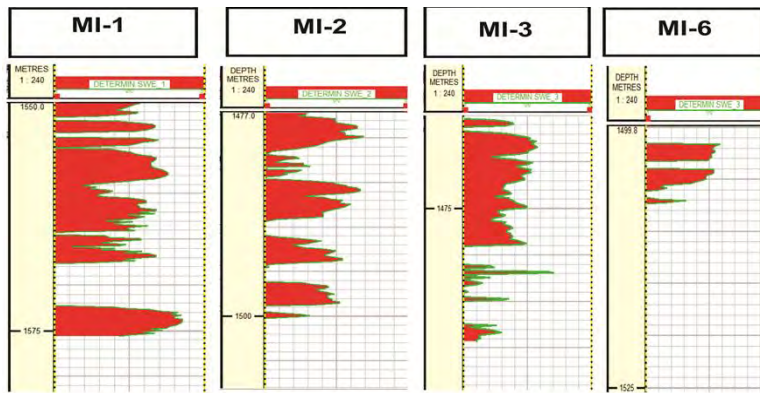
Tabel 3.4 Data rata-rata nilai Resistivitas air tiap sumur

Sumur	Resistivitas Air rata-rata (Ohmmeter)
MI-1	0.012
MI-2	0.046
MI-3	0.053
MI-6	0.027

Zona reservoir yang terisi air memiliki resistivitas yang lebih rendah dibandingkan zona hidrokarbon. Hal ini disebabkan oleh partikel air lebih kompak dan lebih mudah menghantarkan listrik dibandingkan minyak dan gas. Oleh karena itu dari hasil perhitungan resistivitas air menggunakan *pickett plots* nilai resistivitas air menunjukkan angka yang kecil ($< 0,1$). Nilai resistivitas air merupakan salah satu parameter untuk menghitung nilai saturasi air.

3.9.4 Perhitungan Saturasi Air (S_w)

Hasil perhitungan saturasi air ditampilkan dalam bentuk *composite log* seperti pada gambar 3.12. Zona hidrokarbon ditunjukkan oleh saturasi air yang relatif rendah ($< 60\%$).



Gambar 3.13 Tampilan Saturasi air efektif (SWE) 4 sumur pada *Composite Log*

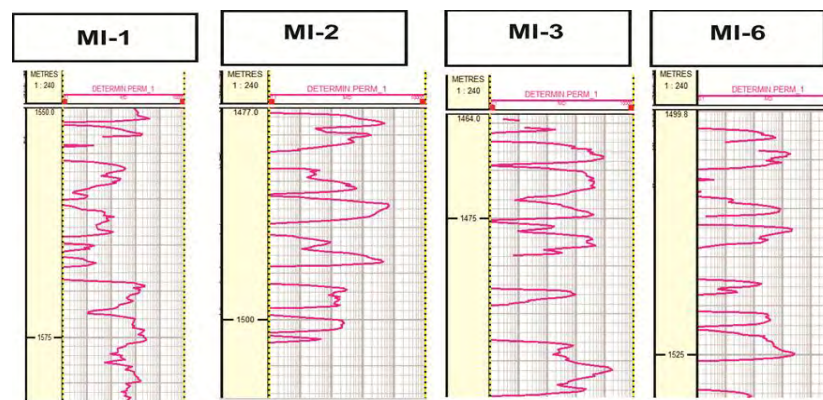
Tabel 3.5 Data rata-rata nilai saturasi air efektif tiap sumur

Sumur	Saturasi Air rata-rata (%)
MI-1	40
MI-2	62
MI-3	67
MI-6	64

Sumur yang memiliki potensi hidrokarbon yang baik menunjukkan nilai saturasi air yang kecil. Sumur MI-1 menunjukkan nilai saturasi air yang paling kecil dibandingkan dengan ketiga sumur lainnya. Nilai saturasi air ditentukan oleh beberapa parameter, diantaranya adalah resistivitas air, resistivitas sebenarnya, kandungan serpih, dan porositas efektif. Nilai saturasi air pada sumur MI-1 adalah sebesar 40 %.

3.9.5 Perhitungan Permeabilitas

Hasil perhitungan nilai permeabilitas pada keempat sumur ditampilkan pada tabel 3.6. Berdasarkan hasil perhitungan permeabilitas, dapat dikategorikan bahwa sumur MI-1, MI-2, dan MI-6 memiliki nilai permeabilitas dalam kategori baik (*good*), sedangkan sumur MI-3 memiliki permeabilitas sangat baik (*very good*) karena memiliki nilai permeabilitas lebih besar dari 100 mD. Dengan permeabilitas sebesar 157,3 mD, berarti zona batuan pada sumur MI-3 memiliki kemampuan meloloskan air sebesar 0,1573 cm³/s.



Gambar 3.14 Tampilan Permeabilitas 4 sumur dalam *Composite Log*

Tabel 3.6 Data rata-rata nilai permeabilitas tiap sumur

Sumur	Permeabilitas rata-rata (miliDarcy)
MI-1	34,65
MI-2	61,15
MI-3	157,3
MI-6	16,32

3.9.6 Pembungkalan (Lumping)

Reservoir yang merupakan zona interest harus memiliki nilai porositas tinggi dan lapisan batumannya permeabel. Zona tersebut harus memiliki kandungan serpih yang sedikit, karena kandungan serpih yang banyak dapat

menyebabkan reservoir menjadi kurang produktif. Dalam melakukan *lumping*, perlu ditetapkan nilai penggal (*cutoff*) yang berfungsi sebagai filter untuk mendapatkan zona reservoir bersih.

Tabel 3.7, 3.8, 3.9, dan 3.10 menampilkan hasil pembungkalan di keempat sumur. *Gross feet* menunjukkan nilai ketebalan reservoir kotor yang masih belum mengalami filter dari nilai *cutoff*, *net feet* merupakan nilai ketebalan reservoir bersih yang telah mengalami filter oleh nilai *cutoff*. *Net to gross* adalah perbandingan antara *net feet* dan *gross feet*. *Net to gross ratio* merupakan salah satu parameter dalam perhitungan cadangan menggunakan metode volumetrik. Semakin besar *net to gross ratio*, maka semakin besar pula kandungan cadangan hidrokarbon.

Melalui tabel 3.7, 3.8, 3.9, dan 3.10 dapat diketahui bahwa sumur yang memiliki ketebalan reservoir bersih paling besar sekaligus *net to gross* yang paling besar dimiliki oleh sumur MI-1.

Tabel 3.7 Hasil Pembungkalan pada sumur MI-1

Top (m)	Base (m)	Gross feet (m)	Net feet (m)	NTG
1550.105206	1551.353666	1.4298168	1.3716	0.959
1552.496666	1553.030066	1.6764	0.6096	0.364
1556.459066	1556.687666	3.6576	0.3048	0.083
1568.955866	1571.318066	14.6304	2.4384	0.167
1572.765866	1576.042466	4.7244	3.3528	0.71
1578.099866	1580.766866	4.7244	2.7432	0.581
1580.995466	1581.986066	1.2192	1.0668	0.875
1582.367066	1582.443266	0.4572	0.1524	0.333
1584.500666	1585.796066	3.3528	1.3716	0.409
1588.005866	1590.977666	5.1816	3.048	0.588
1594.254266	1596.159266	5.1816	1.9812	0.382
		Gross total = 46.234 m	Net total = 18.44 m	NTG rata-rata = 0.495

Tabel 3.8 Hasil Pembungkalan pada sumur MI-2

Top (m)	Base (m)	Gross Feet (m)	Net Feet (m)	NTG
1477.901743	1479.04474	2.1211032	1.2192	0.574795229
1479.730543	1480.72114	1.6764	1.0668	0.636363636
1485.216943	1485.29314	4.572	0.1524	0.033333333
1485.521743	1485.90274	0.6096	0.4572	0.75
1487.045743	1488.95074	3.048	1.9812	0.65
1492.684543	1493.97994	5.0292	1.3716	0.272727273
1508.991343	1509.82954	15.8496	0.9144	0.057692308
1533.375343	1533.90874	24.0792	0.6096	0.025316456
1537.947343	1539.24274	5.1816	1.3716	0.264705882
1541.147743	1541.52874	2.286	0.4572	0.2
		Gross Total (m) = 64.45	Net Total (m) = 9.6	NTG rata-rata = 0.345

Tabel 3.9 Hasil Pembungkalan pada sumur MI-3

Top (m)	Base (m)	Gross Feet (m)	Net Feet (m)	NTG
1467.231	1469.136	5.21208	1.9812	0.380116959
1469.8218	1472.336	3.2004	2.5908	0.80952381
1473.6318	1474.927	2.5908	1.3716	0.529411765
1476.6798	1478.128	3.2004	1.524	0.476190476
1482.6234	1483.157	5.0292	0.6096	0.121212121
1488.1098	1488.643	5.4864	0.6096	0.111111111
1489.4814	1492.301	3.6576	2.8956	0.791666667
1492.6818	1493.215	0.9144	0.6096	0.666666667
		Gross Total (m) = 29.29	Net Total (m) = 12.192	NTG rata-rata = 0.485

Tabel 3.10 Hasil pembungkalan sumur MI-6

Top (m)	Base (m)	Gross Feet (m)	Net feet (m)	NTG
1504.124906	1504.95	5.2248816	0.9000744	0.172
1505.174942	1505.399885	0.4498848	0.2999232	0.667
1509.67501	1510.500103	5.0999136	0.9000744	0.176
1511.775082	1512.59987	2.100072	0.9000744	0.429
1523.625096	1525.349959	12.7500888	1.8001488	0.141
1534.425074	1536.299899	10.94994	1.9501104	0.178
1541.024909	1541.550079	5.2498752	0.6001512	0.114
Gross Total = 41.82 m Net total = 7,35 m				NTG rata-rata = 0.26

3.9.10 Perhitungan Cadangan Gas Alam

Berikut adalah tabel hasil perhitungan cadangan gas alam dengan menggunakan metode volumetrik:

Tabel 3.11 Hasil perhitungan cadangan

Zona	Bulk Volume [$\times 10^6$ sm ³]	Net Volume [$\times 10^6$ sm ³]	Pore Volume [$\times 10^6$ sm ³]	OGIP [$\times 10^3$ MMSCF]
Utara	51	11	2	5
Selatan	104	21	3	6
Total				11

Metode perhitungan cadangan menggunakan metode volumetrik. *Bulk Volume* merupakan volume batuan total. *Net Volume* merupakan perkalian antara *Net to gross* dan *Bulk Volume*. *Pore Volume* adalah perkalian antara NTG, Bulk Volume, dan Porositas. OGIP (*Original Gas in Place*) merupakan perkalian antara NTG, Bulk Volume, Porositas dan (1-SW) dibagi dengan Bgi. Setelah melakukan perhitungan besarnya cadangan gas alam pada kompartemen Utara dan Selatan pada formasi Baturaja, maka didapatkan total kandungan gas alam pada kedua kompartemen tersebut adalah sebesar 11.000 MMSCF.

Berdasarkan data hasil perhitungan cadangan hidrokarbon pada kompartemen Utara dan Selatan, kandungan cadangan gas alam pada kedua kompartemen menunjukkan nilai yang hampir sama, yaitu 5 dan 6 BSCF. Padahal *bulk volume* Kompartemen Utara besarnya dua kali lebih besar dari kompartemen Selatan, begitu juga dengan *net volume* nya. Hal ini disebabkan oleh perbedaan pada saturasi air dan *net to gross* di kedua kompartemen. Seperti data saturasi air yang ditampilkan pada tabel 3.5, Kompartemen Utara yang dilewati oleh sumur MI-1 memiliki saturasi air rata-rata lebih kecil dibandingkan dengan kompartemen Selatan, yaitu sebesar 0,4. Kompartemen Selatan yang dilewati oleh sumur MI-2, MI-3, dan MI-6 memiliki saturasi air rata-rata sebesar 0,64.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Penentuan Zona Prospek Hidrokarbon

Penentuan zona hidrokarbon pada tiap sumur berdasar kepada data *wireline log*, *mud log*, dan *side wall core* serta hasil pembungkalan (*lumping*) yang telah dibahas pada bab sebelumnya sehingga menghasilkan interval kedalaman zona hidrokarbon pada tiap sumur sebagai berikut :

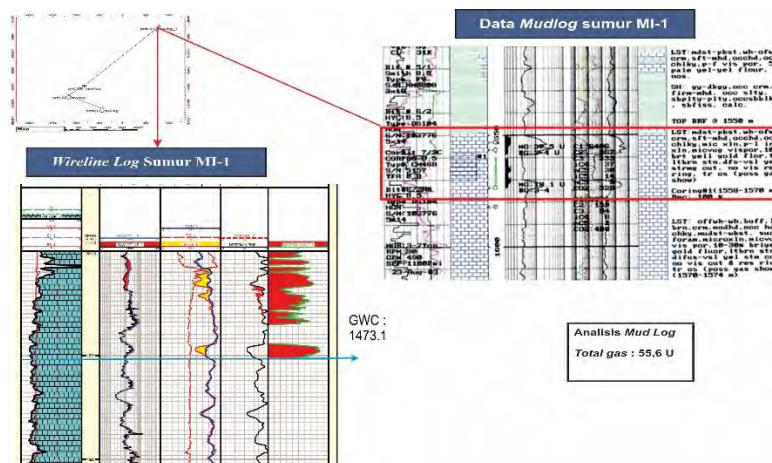
Tabel 4.1 Data zona hidrokarbon

Sumur	Kedalaman (m)	Tebal (m)	Litologi	PHI E	Sw	Permeabilitas (mD)
MI - 1	1550-1576	5,76	Batugamping	0,164	0,4	34,65
MI - 2	1477-1501,3	5,78	Batugamping	0,146	0,62	61,15
MI - 3	1464-1488,3	7,65	Batugamping	0,153	0,67	157,3
MI - 6	1499,8-1505	5,07	Batugamping	0,127	0,64	16,32

4.2 Interpretasi Tiap Zona Hidrokarbon

Interpretasi pada keempat sumur dilakukan berdasarkan data *wireline log* (hasil analisis petrofisika) dan data *mudlog*. Dengan tujuan untuk melihat zona potensial keberadaan hidrokarbon di keempat sumur.

4.2.1 Sumur MI-1



Gambar 4.1 Tampilan *Wireline log* dan *Mud log* sumur MI-1

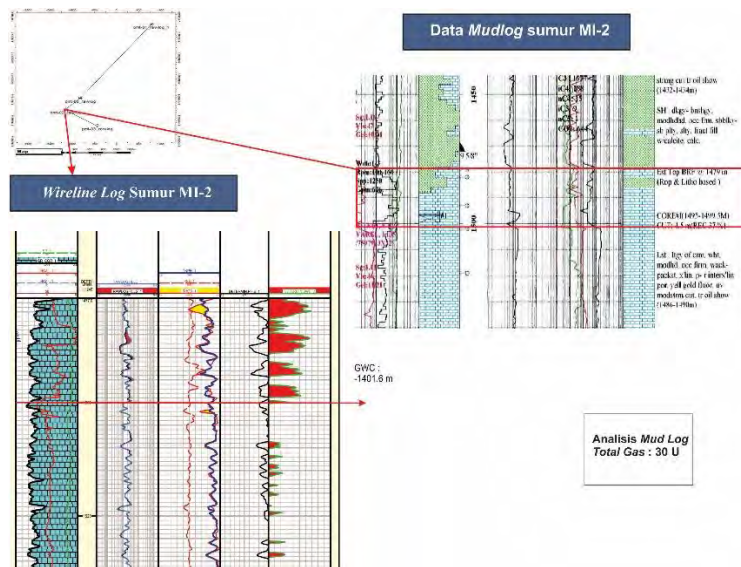
Zona hidrokarbon pada sumur MI-1 berada pada kedalaman 1550 – 1576 m, dengan ketebalan zona prospek hidrokarbon sebesar 5,76 m dengan litologi batuan karbonat *mudstone* dan *packstone*. Melalui analisis *mud log*, pada zona ini terlihat adanya dua defleksi pada kurva *total gas* yang diperkirakan memiliki kandungan gas total mencapai 55,6 U terdiri dari gas metana dan etana (CH_4 , C_2H_6).

Sedangkan pada analisis *wireline log*, nilai porositas yang ditunjukkan sebesar 0,164, saturasi air sebesar 0,4, kandungan serpih sebesar 0,182, serta permeabilitas sebesar 34,5 mD. Nilai saturasi air pada zona hidrokarbon sumur MI-1 lebih rendah dibandingkan dengan sumur MI-2, MI-3, dan MI-6.

Berdasarkan data analisis *mud log* dan *wireline log*, disimpulkan beberapa poin sebagai berikut:

- Jenis hidrokarbon adalah Gas alam.
- Mengandung hidrokarbon dalam jumlah sedang
- Hidrokarbon mengalir

4.2.2 Sumur MI-2



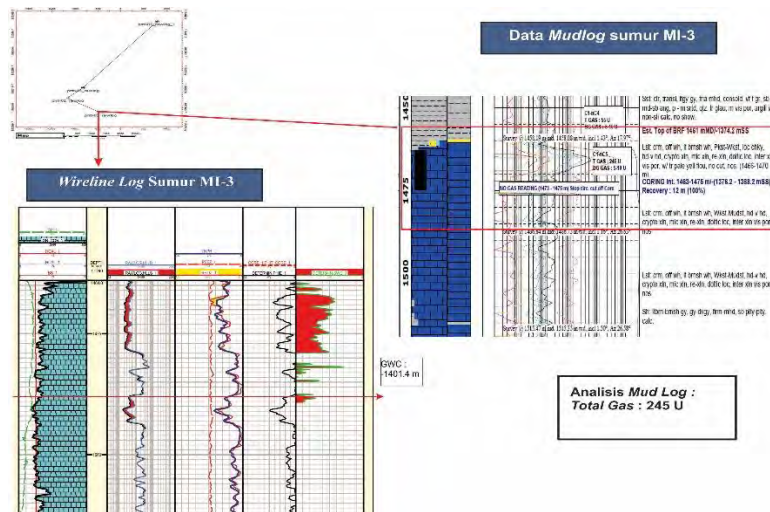
Gambar 4.2 Tampilan *Wireline log* dan *mud log* sumur MI-2

Zona prospek hidrokarbon pada sumur MI-2 berada pada kedalaman 1477-1501,3 m dengan ketebalan zona prospek hidrokarbon 5,78 m dengan litologi batuan karbonat *wackstone* dan *packstone*. Melalui analisa *mud log* dapat dilihat adanya defleksi ke kanan pada kurva *total gas* yang berwarna hitam. Kandungan gas total diperkirakan mencapai 30 U.

Melalui analisa *wireline log* menunjukkan nilai porisitas efektif sebesar 0,146, saturasi air sebesar 0,62, dan permeabilitas sebesar 61,15 mD. Berdasarkan hasil analisis *wireline log* dan *mud log* dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Jenis hidrokarbon adalah gas alam
- Mengandung hidrokarbon dalam jumlah sedang
- Hidrokarbon mengalir

4.2.3 Sumur MI-3



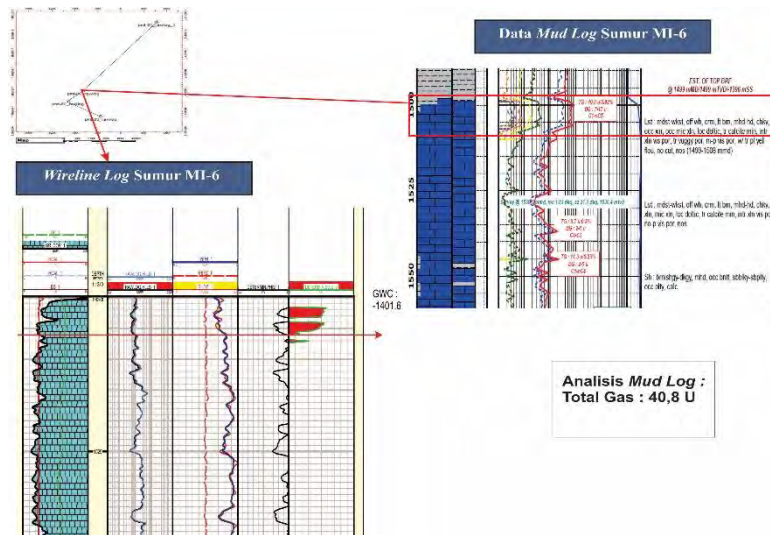
Gambar 4.3 Tampilan *Wireline log* dan *mud log* sumur MI-3

Zona prospek hidrokarbon pada sumur MI-3 berada pada kedalaman 1464-1488,3 m dengan ketebalan zona prospek hidrokarbon 7,65 m. Litologinya berupa batuan karbonat *packstone* dan *wackestone*. Melalui analisis *mud log* terlihat adanya defleksi pada kurva total gas. Kandungan gas total mencapai 245 U. Melalui analisis *wireline log* menunjukkan porositas efektif sebesar 0,153, nilai saturasi air sebesar 0,67, serta permeabilitas yang cukup tinggi (157,3 mD). Sehingga diperkirakan terdapat hidrokarbon gas alam dalam jumlah besar.

Berdasarkan analisis data *mud log* dan *wireline log*, dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

- Jenis hidrokarbon adalah gas alam
- Mengandung hidrokarbon dalam jumlah sedang
- Hidrokarbon mengalir

4.2.4 Sumur MI-6



Gambar 4.4 Tampilan *Wireline log* dan *mud log* sumur MI-6

Zona prospek hidrokarbon pada sumur MI-6 berada pada kedalaman 1499,8-1505 m dengan ketebalan prospek hidrokarbon sebesar 5,07. Dengan litologi batuan karbonat *mudstone* dan *packstone*. Melalui analisa *mud log* terlihat bahwa pada zona ini kurva total gas menunjukkan defleksi ke kanan. Pada zona ini kandungan total gas mencapai 40,8 U. Melalui analisis *wireline log* porositas pada zona ini sebesar 0,127, saturasi air sebesar 0,64 dan permeabilitas sebesar 16,32 mD.

Berdasarkan hasil analisis *mud log* dan *wireline log* dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

- Jenis hidrokarbon adalah gas alam
- Mengandung hidrokarbon dalam jumlah sedang
- Hidrokarbon mengalir

BAB V PENUTUP

1.1 Kesimpulan

Setelah melakukan analisis petrofisika dan perhitungan cadangan di Lapangan “Kapasida”, dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Formasi Baturaja Cekungan Sumatera Selatan telah terbukti melalui analisis petrofisika dan perhitungan cadangan memiliki hidrokarbon dengan jenis gas alam dalam jumlah yang melimpah.
2. Penentuan zona hidrokarbon dilakukan melalui analisis data *mud log* (*gas reading*, *oil show*, litologi), *wireline log*, *sidewall core*, dan data batuan inti (*core*).
3. Penentuan *Gas Water Contact* (GWC) didapatkan dari *Pressure test* dan uji kandung lapisan yang merupakan data *report* dari perusahaan.
4. Wilayah Kompartemen utara yang dilewati oleh sumur MI-1 memiliki *Original Gas in Place* (OGIP) sebesar 5 BSCF, wilayah kompartemen selatan yang dilewati oleh sumur MI-2, MI-3, dan MI-6 juga memiliki *Original Gas in Place* (OGIP) yang sama, yaitu sebesar 6 BSCF.
5. Melalui penelitian ini, perhitungan cadangan pada 2 kompartemen berhasil diestimasi dengan menggunakan data perata-rataan (*average*) hasil analisis petrofisika dan mengaplikasikan persamaan volumetrik

5.2 Saran

1. Perlu dilakukan analisis terhadap atribut seismik untuk mengetahui persebaran *reservoir* secara lateral.

DAFTAR PUSTAKA

Darling, Toby. 2005. Well Logging and Formation Evaluation. Oxford: Elsevier Publishing Company.

Crain, E. R. 1986. "The Log Analysis Handbook, volume 1: Quantitative Log Analysis Methods". Tulsa: Pennwell Books. (out of print) Crain's Petrophysical Handbook, On-line Handbook, <http://www.spec2000.net/>

Bishop, Michele G. 2000. "South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System". USGS. <http://pubs.usgs.gov/of/1999/ofr-99-0050/OF99-50S/>

Koesumadinata R.P. 1980. "Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2". Bandung: ITB.

Bateman, Richard M, 1985. "Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation". International Human Resources Development Corporation. Boston.

Harsono, A. 1997, "Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Schlumberger Oilfield Services, Edisi ke-8", Jakarta.

Rider, Malcolm., 1996, "The Geological Interpretation of Well Logs", Caithness, Scotland.

Rider, Malcolm. 2002. "The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd edition. Sutherland: Whittles Publishing.

Kumar, H. 2010. *On the Application of Simandoux and Indonesian Shaly Sand Resistivity Interpretation Models in Low and High Rw Regimes*. 8th Biennial International Conference on Petroleum Geophysics. Hyderabad.

Ellis, D. V., and J. M. Singer, 2007, Well logging for Earth Scientist: New York, Springer Verlag, 992 p.

BIOGRAFI PENULIS



M. Iqbal Maulana lahir di Lhokseumawe, 30 November 1994. Penulis merupakan mahasiswa Teknik Geofisika ITS angkatan 2012. Selama menjadi mahasiswa Teknik Geofisika ITS penulis aktif mengikuti organisasi, diantaranya adalah sebagai Staf Departemen PSDM Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (2014 – 2015), Selama menjabat penulis berkontribusi dalam menyelenggarakan acara-acara yang bertujuan untuk mengembangkan kemampuan *softskill* dan *hardskill* mahasiswa Teknik Geofisika ITS. Penulis juga aktif sebagai Ketua Departemen Internal Perkumpulan Mahasiswa Kekeluargaan Tanah Rencong (PMKTR). Selama menjabat penulis aktif dalam menyelenggarakan acara guna mengakrabkan mahasiswa Aceh di Surabaya. Selain organisasi, pada

bidang keilmuan penulis juga mempublikasikan karya ilmiah PKM berjudul “Penentuan Lokasi Potensial Pembangunan Pembangunan Pembangkit Listrik Surya Thermal di Surabaya dengan Citra Satelit DEM dan 7+ ETM” dan mendapat dana dari DIKTI. Penulis juga memiliki pengalaman kerja praktek di PT. Pertamina Asset3 Subang Field dengan tema Analisis Proses Co2 Removal Studi Kasus : Stasiun Pengumpul Cilamaya Utara PT. Pertamina EP Asset3 Subang Field. Penulis juga menyelesaikan Tugas Akhir dengan tema Analisis Petrofisika dan Perhitungan Cadangan Lapangan “Kaprasida” Formasi Baturaja Cekungan Selatan menggunakan data milik PT. Pertamina Upstream Technology Center (UTC). Apabila ingin berdiskusi lebih jauh terkait Tugas Akhir dapat menghubungi langsung penulis.